П Р О Т О К О Л

№ 131

София, 01.07.2021 година

Днес, 01.07.2021 г. от 14:02 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, А. Иванова - директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“ и експерти на КЕВР.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г. подадено от „Булгаргаз” ЕАД за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Хриси Йорданова, Александра Димитрова, Деница Лефтерова, Рада Башлиева

2. Проект на решение относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2021 г.

Членове на работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Цветанка Камбурова, Ана Иванова, Радослав Наков, Радостина Методиева, Радослав Райков и Силвия Петрова.

3. Проект на решение относно утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано

производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2021 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Юлиана Ангелова, Цветанка Камбурова, Георги Петров, Диана Николкова, Петя Петрова, Радослав Наков, Христина Петрова, Надежда Иванова и Йовка Велчева

4. Проект на решение относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Петя Андонова, Радостина Методиева, Силвия Петрова и Радослав Райков

5. Проект на решение относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Петя Андонова, Радостина Методиева, Силвия Петрова, Радослав Райков

По т.1. Комисията, след като разгледа **заявления с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г. и № Е-15-20-21#5 от 01.07.2021 г., подадени от „Булгаргаз” ЕАД, за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, както и събраните данни от проведено на 24.06.2021 г. открито заседание**, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г. от „Булгаргаз” ЕАД, съдържащо искане за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включително компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото по чл. 11а, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) и компонента за дейността „обществена доставка“ по чл. 17, ал. 7 от същата наредба. Посоченото по-горе заявление и неговите приложения са обозначени с гриф „търговска тайна“. В тази връзка, заявителят е предоставил и неповерителен вариант на същите, заведен в деловодната система на КЕВР с вх. № Е-15-20-21 от 10.06.2021 г. За разглеждане и анализ на подаденото заявление е сформирана работна група със Заповед № З-Е-141 от 11.06.2021 г. на председателя на КЕВР.

Резултатите от извършения анализ на заявлението и приложените документи са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-586 от 15.06.2021 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 122 от 18.06.2021 г., т. 2. В изпълнение на чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 24.06.2021 г. е проведено открито заседание, на което представителят на „Булгаргаз“ ЕАД е заявил, че докладът обективно отразява информацията, свързана с образуването на цената на природния газ за месец юли 2021 г.

С писмо с изх. № Е-15-20-21 от 24.06.2021 г. КЕВР е изискала от „Булгаргаз“ ЕАД заверено копие на извадка от електронното издание (…), удостоверяваща индекса (…) в последния работен ден на м. юни 2021 г.; заверено копие на извадка от бюлетин на (…) за средномесечния обменен курс за конвертиране на евро в щатски долари за м. юни 2021 г.; справка за осреднените цени на алтернативните на природния газ, горива: мазут със

съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1% към 30.06.2021 г., както и всички документи, имащи отношение към формирането на цената на природния газ за месец юли 2021 г.

С писмо с вх. № Е-15-20-21#5 от 01.07.2021 г. „Булгаргаз“ ЕАД е представило изисканата от КЕВР информация, както и заявление с вх. № Е-15-20-21#5 от 01.07.2021 г. за утвърждаване на цена на природния газ за м. юли 2021 г. Дружеството е представило и неповерителен вариант на това заявление с вх. № Е-15-20-21#4 от 01.07.2021 г.

След обсъждане и анализ на всички събрани данни и документи, Комисията приема за установено следното:

Съгласно чл. 30, ал. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ), цените на природния газ не подлежат на регулиране при установяване от КЕВР наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия. Към момента, на пазара на природен газ не са налице фактически предпоставки за формиране на конкурентна среда, поради което Комисията следва да регулира цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

С Решение № Ц-17 от 01.06.2021 г. КЕВР е утвърдила за месец юни 2021 г. цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 45,27 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС).

„Булгаргаз” ЕАД е подало заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г., с което в качеството си на обществен доставчик на природен газ е поискало да му бъде утвърдена за месец юли 2021 г. цена, по която да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Предложената от заявителя цена е в размер на 46,88 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС) и включва компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на (…) лв./MWh и компонента „задължения към обществото“ в размер на (…) лв./MWh.

Със заявление с вх. № Е-15-20-21#5 от 01.07.2021 г. „Булгаргаз” ЕАД е предложило за утвърждаване цена на природния газ за месец юли 2021 г. в размер на 49,94 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС), която включва компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на (…) лв./MWh и компонента „задължения към обществото“ в размер на (…) лв./MWh.

Горната цена, по силата на чл. 30, ал. 1, т. 7 от ЗЕ, се утвърждава от КЕВР ежемесечно, като същата се прилага от първо число на месеца, за който е утвърдена. В този смисъл, във връзка със заявление с вх. № Е-15-20-21#5 от 01.07.2021 г., КЕВР следва да утвърди цена на природния газ, която „Булгаргаз” ЕАД да прилага, считано от 01.07.2021 г.

Съгласно чл. 33 от НРЦПГ, в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени, общественият доставчик оповестява в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени. В тази връзка, „Булгаргаз” ЕАД е представило доказателства за оповестяване, а именно: разпечатки от интернет страници на електронни издания на вестници и от интернет страницата на дружеството.

Правилата за образуване, респективно утвърждаване на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, са регламентирани в чл. 17 от НРЦПГ.

„Булгаргаз“ ЕАД е представило информация и обосновка на факторите, формиращи цената на природния газ за месец юли 2021 г.

I. Анализ на данните и документите относно образуване на цената за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните

снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия:

Цената на природния газ на входа на газопреносните мрежи като компонента на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е изчислена от обществения доставчик при отчитане на следните фактори:

1. Заявени прогнозни количества природен газ от внос за вътрешния пазар:

Във връзка с образуването на цената на вход на газопреносните мрежи съгласно чл. 17, ал. 3, изр. второ от НРЦПГ, „Булгаргаз" ЕАД е представило към заявлението справка за общото количество природен газ за м. юли 2021 г. и относителния дял на количествата за: обществена доставка на природен газ, програмата за освобождаване на природен газ, както и по двустранните договори за доставка на природен газ. Общото количество природен газ за м. юли 2021 г. е (…) MWh, в т.ч. по Договора за доставка на природен газ с ООО „Газпром експорт" – (…) MWh и по Договора за доставка на природен газ с азербайджанска компания – (…) MWh. Общото количество е разпределено, както следва: за дейността „обществена доставка" на природен газ – (…) MWh или (…)%; за програма за освобождаване на природен газ – (…) MWh или (…)%; по двустранните договори – (…) MWh или (…)%.

„Булгаргаз" ЕАД е формирало прогнозните количества природен газ за обществена доставка през месец юли 2021 г. въз основа на заявените прогнозни количества в енергийни единици от крайните снабдители на природен газ и лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, съгласно приложен към заявлението списък.

2. Условия по договорите за доставка на природен газ от внос за вътрешния пазар:

2.1. По договора с ООО „Газпром експорт"

Според Допълнение № (…) от 30.12.2019 г. към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г. за доставка на природен газ (Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г.), считано от 01.01.2020 г., пунктът за предаване-приемане на природния газ е газоизмервателна станция (ГИС) „Странджа 2", намираща се на територията на Р България, близо до границата България/Турция.

Съгласно сключено Допълнение № 13 от 2 март 2020 г. към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г. между „Булгаргаз" ЕАД и ООО „Газпром експорт", цената на природния газ се изчислява всеки месец и се образува по хибридна ценообразуваща формула, включваща (…)% петролна и (…)% хъбова компонента.

Цената на доставените количества природен газ се изчислява в $/MWh за всеки месец по регламентираната в това допълнение формула, както следва: петролната компонента се изчислява на тримесечни периоди, като базовата цена P_0 е равна на (…) $/MWh; хъбовата компонента се изчислява ежемесечно чрез индекса (…), публикуван в електронното издание (…) през последния работен ден от месеца, предшестващ месеца на доставка, в EUR/MWh. За целите на конвертиране от евро в щатски долари за MWh се използва средномесечния курс на (…) за съответния месец на доставка с точност до четвъртия знак след запетаята.

Цените на алтернативните горива, които са в основата на петролната компонента за определяне на доставните цени на природния газ, са изчислени за месец юли 2021 г. като средноаритметична стойност на ежемесечните цени на тези горива за (…) период, предшестващ определянето на петролната компонента за III тримесечие 2021 г., в т.ч. за м. юли 2021 г. Въз основа на цените на алтернативните на природния газ горива мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1%, изчислената от „Булгаргаз" ЕАД петролна компонента за м. юли 2021 г. е в размер на (…) $/MWh.

Предвид условията на Допълнение № 13 от 02.03.2020 г. към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г., при утвърждаването на цената на природния газ от 01.07.2021 г., следва

да бъдат отчетени стойността на индекса (…) (в последния работен ден на м. юни 2021 г.) от (…), както и средномесечният обменен курс за конвертиране на евро в щатски долари за м. юни 2021 г., публикуван от (…).

Със заявление с вх. № Е-15-20-21#5 от 01.07.2021 г. „Булгаргаз" ЕАД е предоставило актуални данни и въз основа на тях е изчислило хъбовата компонента, при използване на индекс (…) в размер на (…) EUR/MWh, публикуван на (…) 2021 г., и средномесечен курс евро/щатски долар на (…) към (…) 2021 г. в размер на (…). При посочените изходни данни дружеството е изчислило хъбовата компонента за м. юли 2021 г. в размер на (…) $/MWh.

Отчитайки данните за петролната и хъбовата компонента, която е с (…) относителен дял в ценообразуващата формула, очакваната доставна цена на природния газ за месец юли 2021 г. е в размер на (…) $/MWh.

2.2. По договора с азербайджанска компания

Съгласно Договор за продажба на газ от (...), сключен между азербайджанска компания и „Булгаргаз" ЕАД, (...), цената на природния газ се изчислява в $/MWh на тримесечие (...).

При определяне на доставната цена на природния газ за (...) за м. юли 2021 г., цените на (...) са изчислени за период от (...).

(...)

Към доставната цена се добавят допълнителни разходи за доставка на природния газ на изходна точка Неа Месемврия.

Предвид горното, цената, която „Булгаргаз" ЕАД ще заплаща на азербайджанска компания за природен газ, доставен в изходна точка Неа Месемврия през м. юли 2021 г., е в размер на (...) $/MWh и включва посочените по-горе разходи.

Разходи за капацитет и пренос на природен газ по газопреносната система на Р Гърция в участъка от изходна точка Неа Месемврия до изходна точка Сидирокастро/Кулата:

Тези разходи се формират съгласно Рамков договор № LFA-0031/2020 от м. декември 2020 г. за пренос на природен газ, сключен между „Булгаргаз" ЕАД и ДЕСФА С.А., оператор на газопреносната система на Р Гърция. В тази връзка, „Булгаргаз" ЕАД участва в търгове за резервиране на капацитетни продукти, провеждани на регионалната платформа за резервиране на капацитет (RBP) на точка на междусистемно свързане Сидирокастро/Кулата и на платформа за резервиране на капацитет PRISMA на междусистемната точка Неа Месемврия между TAP и гръцката газопреносна мрежа, при тарифи, одобрени от RAE и публикувани на интернет страницата на ДЕСФА С.А. на адрес: https://www.desfa.gr.

Прогнозните разходи за пренос на природен газ през територията на Р Гърция за м. юли 2021 г. включват резервираните капацитетни продукти, съобразени с количествата природен газ, договорени за доставка с азербайджанска компания.

Предвид горното, прогнозните разходи за достъп и пренос през гръцката газопреносна мрежа от изходна точка Неа Месемврия до точка на междусистемно свързане Сидирокастро/Кулата за м. юли 2021 г. са в размер на (...) лв. за количествата природен газ за м. юли 2021 г., доставяни от азербайджанска компания. Посочената сума е изчислена за резервиран твърд тримесечен входен капацитет в размер на (...) MWh/ден на изходна точка Неа Месемврия по цени за годишен капацитетен продукт, за резервиран твърд тримесечен изходен капацитет по тримесечна тарифа за (...) MWh/ден на изходна точка Кулата/Сидирокастро. В тази връзка са взети предвид:

- потвърждение, издадено от RBP за резултатите от участието на „Булгаргаз" ЕАД в търга за резервиране на твърд изходен тримесечен капацитет на Кулата/Сидирокастро, проведен на 03.05.2021 г.;

- потвърждение, издадено от PRISMA за резултатите от участието на „Булгаргаз“ ЕАД в търга за резервиране на твърд входен капацитет на изходна точка Неа Месемврия, проведен на 02.11.2020 г.;

- договор с (...) за прехвърляне на вторичен твърд, групиран капацитет в размер на (...) MWh/ден в изходна точка Кулата/Сидирокастро, потвърждение от RBP за резервиран изходен капацитет в изходна точка Кулата/Сидирокастро от (...) на база годишна тарифа.

3. Осреднен валутен курс на Българската народна банка на лева спрямо чуждестранната валута, в която се заплаща внасяният в страната природен газ

Валутният курс на лева към щатския долар, осреднен за период от четиридесет и пет дни, предхождащи месеца на внасяне на предложението за утвърждаване на цена (17.04.2021 г. – 31.05.2021 г.), е в размер на 1,61416 лв. за 1 щатски долар и е изчислен от дружеството съгласно чл. 17, ал. 3 от НРЦПГ.

При отчитане на горецитираните данни от заявление с вх. № Е-15-20-21#5 от 01.07.2021 г., компонентата цена на вход на газопреносни мрежи се изменя от (...) лв./MWh на (...) лв./MWh.

Съгласно чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включва и компонента за дейността „обществена доставка“ в размер до 2,5 на сто в годишен аспект от средната покупна цена на природния газ. Съгласно чл. 17, ал. 8 от НРЦПГ, компонентата включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала за дейността „обществена доставка“, определени по реда на чл. 10 и чл. 13 от НРЦПГ. При наличие на общи разходи за обществена доставка на природен газ, за изпълнение на програмата за освобождаване на природен газ и за доставка на природен газ по двустранни договори, тези разходи се разпределят пропорционално на количествата природен газ към съответната дейност.

При изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ са взети предвид утвърдените с Решение № Ц-1 от 01.01.2021 г. на КЕВР годишни условно-постоянни разходи (УПР) за дейността „обществена доставка“ за 2021 г. в размер на 3081 хил. лв., като за месец юли 2021 г. те възлизат на (...) хил. лв.

Съгласно чл. 17, ал. 11 от НРЦПГ, при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка” в прогнозните годишни променливи разходи се включват разходите за съхранение на природен газ, които се изчисляват въз основа на представен от дружеството план за количества природен газ за нагнетяване и добив, остойностени с действащата цена за съхранение, утвърдена от Комисията. От приложената обосновка е видно, че при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка” „Булгаргаз“ ЕАД не е предвидило променливи разходи за месец юли 2021 г.

Възвръщаемостта за дейността „обществена доставка” се преизчислява за всеки период на изменение на компонентата цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи, в зависимост от промяната в стойността на оборотния капитал и на паричните разходи на обществения доставчик.

Предвид данните, предоставени със заявление с вх. № Е-15-20-21#5 от 01.07.2021 г. и с оглед посочената по-горе промяна на компонентата цена на вход на газопреносната мрежа, оборотният капитал за месец юли 2021 г. е (...) хил. лв., регулаторната база на активите за месец юли 2021 г. е (...) хил. лв., възвръщаемостта на активите за същия период е (...) хил. лв.

Предложеният размер на компонентата за дейността „обществена доставка“ е (...) лв./MWh, представлява (...)% от компонентата цена на вход на газопреносните мрежи и е изчислена от обществения доставчик при съобразяване с чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, като в годишен аспект остава в размер под 2,5%, предвид утвърдените до момента стойности на компонентата.

II. По отношение на компонентата за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото:

По силата на чл. 35 от ЗЕ, енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. Съгласно чл. 11а, ал. 1 от НРЦПГ, когато задължение към обществото е наложено на повече от едно енергийно предприятие, произтичащите от това задължение разходи се компенсират на съответните енергийни предприятия пропорционално на частта от наложеното им задължение към обществото чрез цените, които се заплащат от техните клиенти. В този случай, признатите от Комисията разходи се определят като отделна компонента в утвърдената цена на съответното енергийно предприятие и се възстановяват от неговите клиенти и/или от крайните снабдители на природен газ, с които има сключен договор за доставка, въз основа на тяхното измерено потребление – чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ. Съгласно чл. 11а, ал. 3 от НРЦПГ, за енергийно предприятие, което има издадена лицензия за дейността „обществена доставка на природен газ“, прогнозните количества природен газ се формират въз основа на заявените количества от крайните снабдители на природен газ и от лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, количествата природен газ за продажба по чл. 176а, ал. 1 от ЗЕ и количествата по двустранните му договори.

С подаденото заявление „Булгаргаз“ ЕАД предлага в цената на природния газ за месец юли 2021 г. да бъде включена компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на (...) лв./MWh. Искането е свързано с изпълнение на наложени на дружеството задължения, произтичащи от действащия План за действие при извънредни ситуации за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ на Република България, одобрен от министъра на енергетиката (План). Съгласно т. 5.2.4. от Плана, предприятията, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно потребление (в т.ч. топлофикационни дружества и крайни снабдители на природен газ) са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението на своите клиенти. Общественият доставчик попада в кръга на предприятията за природен газ по т. 5.2.5.1. от Плана, които имат задължения, произтичащи от Плана и носят отговорност за сигурността на доставките.

Количествата природен газ за нагнетяване по Плана, разпределени от „Булгартрансгаз“ ЕАД за „Булгаргаз“ ЕАД, са в размер на (...) MWh, видно от Приложение № 1 към Договор № 4867 от 02.03.2021 г. за достъп и съхранение на природен газ, подписан между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД. „Булгаргаз“ ЕАД ще заплаща услугите по достъп и съхранение на природен газ в съответствие с цените на предоставяните услуги за достъп и съхранение на природен газ, в сила от 15.04.2021 г., утвърдени от КЕВР с Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г.

„Булгаргаз“ ЕАД е приложило актуализиран, съгласуван график за добив и нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2021 г., в съответствие с подписания договор.

Във връзка с горното, „Булгаргаз“ ЕАД предлага в цената на природния газ за месец юли 2021 г. да бъде включена компонента по чл. 11а от НРЦПГ в размер на (...) лв./MWh. Същата е изчислена при отчитане на договорените с годишните програми количества за доставка с крайните снабдители и с лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, количествата по двустранни договори, количествата природен газ за продажба по чл. 176а, ал. 1 от ЗЕ, прогнозните количества за добив и нагнетяване на количествата природен газ по Плана и свързаните с това разходи.

Съгласно чл. 11а, ал. 4 от НРЦПГ, когато през годината енергийното предприятие има повече от един ценови период, компонентата по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ се коригира за всеки следващ ценови период въз основа на разликата между прогнозните и реално

отчетените разходи от наложеното задължение към обществото през предходни ценови периоди.

Общественият доставчик е приложил следните доказателства за извършените от него разходи: актуализиран график за съхранение на природен газ през 2021 г. по План за действие при извънредни ситуации; акт за месец май 2021 г. за нагнетяване, съхранение и добив на количества природен газ и стойност на услугата по съхранение; фактура на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0040000014 от 05.05.2021 г. за годишен интегриран продукт по План за действие при извънредни ситуации за месец май, ведно с платежно нареждане за изплатени суми по тази фактура; фактура на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0040000021 от 04.06.2021 г за услуга по нагнетяване, съхранение и добив на количества природен газ през м. май 2021 г., ведно с платежно нареждане за изплатени суми по тази фактура.

В резултат, изчислената от заявителя компонента по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ за м. юли 2021 г. е в размер на (...) лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ на данните от подаденото заявление и предоставените документи и обосновки е установено следното:

Прогнозните разходи за закупуване на природен газ през м. юли 2021 г. по договора с ООО „Газпром експорт” и по договора с азербайджанска компания с цел продажба на вътрешния пазар на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, за програмата за освобождаване на природен газ, както и по двустранните договори, се изчисляват в размер на (...) лв.

Цената на природния газ на вход на газопреносните мрежи като компонента на цената, по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на (...) лв./MWh и е изчислена, като разходите за закупуване на природен газ са разделени на предвидените общи количества природен газ за месец юли 2021 г.:

(...) лв./**MWh**

В съответствие с чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, към компонентата цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи се прибавя стойността на компонентата за дейността „обществена доставка”, изчислена пропорционално на количествата природен газ, предназначени за дейността „обществена доставка”, която за месец юли 2021 г. е в размер на (...) лв./MWh:

(...) лв./**MWh**

В съответствие с чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ, към горепосоченото се прибавя и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, която за месец юли 2021 г. е в размер на (...) лв./MWh:

(...) лв./**MWh**

Въз основа на предоставените данни и документи и след направените изчисления, цената за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик следва да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на 49,94 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС).

Коефициентът за преобразуване в енергийни единици на цените за продажба на природен газ от крайните снабдители е изчислен в размер на 10,522 kWh/m^3, като е взета

предвид средната калоричност на природния газ за месеците март – май 2021 г. за точки на предаване ГИС „Странджа 2“ и ГИС „Кулата”.

Съгласно чл. 21, ал. 2 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители се изменят в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

Изказвания по т.1.:

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Вероятно в обявяването на самата точка трябва да се отбележи, че е постъпило и актуализирано заявление от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г. Това заявление постъпи в днешния ден 01.07.2021 г. Кой ще докладва? Заповядайте, г-жо Тахир.

Р. Тахир: Резултатите от извършения анализ на заявлението от 10 юни и приложените документи са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-586 от 15.06.2021 г., който е приет от КЕВР с решение по протокол от 18 юни. На 24 юни е проведено открито заседание, на което представителят на „Булгаргаз“ ЕАД е заявил, че докладът обективно отразява информацията, свързана с образуването на цената на природния газ за месец юли. С писмо от 24 юни КЕВР е изискала от „Булгаргаз“ ЕАД извадка от електронното издание, удостоверяваща индекса (…) в последния работен ден на м. юни, копие от извадка от бюлетин на (…) за средномесечния обменен курс за конвертиране на евро в щатски долари за м. юни, справка за осреднените цени на алтернативните на природния газ горива: мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1% към 30.06.2021 г., както и всички документи, имащи отношение към формирането на цената за месец юли.

С писмо от 01 юли, „Булгаргаз“ ЕАД е представило изисканата информация, както и заявление с вх. № Е-15-20-21#5 от 01.07.2021 г. С това заявление „Булгаргаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване на цена на природния газ за м. юли в размер на 49,94 лв./MWh, която включва компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на (…) лв./MWh и компонента „задължения към обществото“ в размер на (…) лв./MWh. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 7 от ЗЕ, КЕВР следва да утвърди цена на природния газ от първо число на месеца. Ще се спра само на новите моменти. Общото количество природен газ за месец юли е повече отколкото беше в доклада и е в размер на (…) MWh, като една част е от ООО „Газпром експорт”, а другата (…) MWh от азербайджанска компания. По отношение на количествата от Азербайджан – няма промяна. Това общо количество е разпределено за дейността „обществена доставка“ на природен газ – (…)%; за програмата за освобождаване – (…) MWh или (…)% и по двустранните договори е (…)%. След представянето на данните за алтернативните на природния газ горива към края на м. юни, петролната компонента се изчислява в размер на (…) $/MWh. Индексът (…) е в размер на (…) EUR/MWh и е публикуван на (…) 2021 г., курс евро/щатски долар на (…) е в размер на (…). При съответните изчисления хъбовата компонента е в размер на (…) $/MWh. Отчитайки данните за петролната и хъбовата компонента, която е с (…) относителен дял във формулата, очакваната доставна цена на природния газ за месец юли е в размер на (…) $/MWh. По доставната цена по договора с азербайджанска компания – няма промяна. Тя е (…) $/MWh. Има промяна в разходите за (…), за (…) и (…) разходи, които сме ги отразили. Няма промяна в разходите за капацитет през газопреносната система на Гърция. Валутният курс на БНБ, на лева спрямо чуждестранната валута – долара, няма промяна. При отчитане на данните в заявлението от 01.07.2021 г. – от днес, компонента цена на вход на газопреносните мрежи се изменя от (…) лв./MWh на (…) лв./MWh. Съответно това дава отражение върху оборотния капитал на дружеството за месец юли в размер на (…) хил. лв., регулаторната база на активите е (…) хил. лв., възвръщаемостта на активите е (…) хил. лв. Компонента за дейността „обществена доставка“ се изчислява в размер на (…) лв./MWh, което представлява (…)% от компонентата цена на вход на газопреносните

мрежи и в годишен аспект остава под 2,5, предвид утвърдените до момента стойности. Няма промяна в компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото. Тя си остава в размер на (…) лв./MWh. Предвид всички изчисления прогнозните разходи за закупуване на природен газ през м. юли 2021 г. възлизат на (…) лв. Тези разходи разделени на количествата (…) се получава цената на вход (…) лв., към нея като се добави (…) за дейността „обществена доставка" – (...) лв./MWh и към тази цена се добавя (…) за задължения към обществото и се получава крайната цена в размер на 49,94 лв./MWh.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 7 и т. 8, и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 11а, чл. 17 и чл. 21 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, предлагаме Комисията да реши:

I. Утвърждава, считано от 01.07.2021 г.:

1. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 49,94 лв./MWh (без акциз и ДДС), в т.ч. компонента „цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи" в размер на (…) *лв./MWh, компонента за дейността „обществена доставка" в размер на* (…) *лв./MWh и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на* (…) *лв./MWh;*

2. Цени за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи:

Приложена е таблицата как се променят цените на крайните снабдители.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз" ЕАД.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Благодаря Ви, г-жо Тахир. Колеги, имате думата за въпроси и изказвания. Заповядайте, г-н Йорданов, имате думата.

А. Йорданов: Благодаря, г-н Председател. По същество, по проекта на решение, нямам изказване. Изчисленията са направени в съответствие с Наредбата за регулиране на цените. Имам един обаче процедурен въпрос, защото и Вие споменахте, актуализирано заявление. И преди малко г-жа Тахир спомена, *заявление за утвърждаване на цени от днес*. Доколкото си спомням Наредбата за регулиране на цените не предвижда процедура…

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Не предвижда.

А. Йорданов: … Предвижда „Булгаргаз" ЕАД да предостави актуални данни към вчерашна дата реално. Само моля, чисто процедурно и за протокола да уточним този въпрос, защото ако има заявление за утвърждаване на цени от днес това вече ще е съвсем друга работа.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Благодаря, г-н Йорданов! Колеги от работната група, можете ли да цитирате текста, който изисква произнасяне, след като се знае осреднената стойност в рамките на целия предшестващ месец? Включете се, г-жо Иванова.

А. Иванова: Това, което мога да кажа е, че промяната, с която се въвежда в Закона за енергетиката цената на „Булгаргаз" ЕАД да се утвърждава всеки месец произтича директно от Закона, няма промяна в Наредбата за регулиране на цените.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Въпросът на г-н Йорданов е: кое ни кара да…

Е. Маринова: Актуалните данни на стойността на (…) фактора и на курса на долара на (…) се изискват по условията на изменението на договора с ООО „Газпром експорт”.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Това е Анекс № 13.

Е. Маринова: Да.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Да.

А. Йорданов: Да, г-н Председател, аз не оспорвам това. Въпросът ми беше свързан с това има ли заявление за утвърждаване на цени от страна на „Булгаргаз“ от днес или тези данни просто допълват заявлението, подадено на 10-ти или 11-ти, когато там съответно е подадено?

Е. Маринова: Допълнителни данни във връзка с първоначалното сезиране, които се изискват от тези условия на договора. Това е.

А. Йорданов: Тогава при докладването и в протокола тези неща прецизно да се изговарят. Да не говорим за заявление от днес, от вчера и от…

Р. Тахир: Съгласно Закона и Наредбата, цените се утвърждават по предложение на лицензианта, така че това заявление е актуализирано и „Булгаргаз“ иска да му се утвърдят, при новите параметри. Ние наистина Наредбата не сме я променяли след сключването на споразумението от март месец миналата година, и затова просто това не е уредено в Наредба № 2.

А. Йорданов: Вижте, да не се оплитаме в процедурни въпроси. Ново заявление извън това от 10-ти или 11-ти, когато е подадено, няма. Има актуални данни, които са предоставени към днешна дата. На обществено обсъждане, т.е. не на обществено обсъждане, а на открито заседание е подлагано заявлението, т.е. доклада по заявлението, съответно от 10-ти или 11-ти. Ново заявление няма. Дайте да бъдем прецизни.

Р. Тахир: Има ново заявление.

А. Йорданов: Има ли?

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Мога ли да взема и аз думата? Сега, ние имаме едно заявление, което дойде на 10 юни, то е изцяло по правилата. Имаме, сега за разлика от г-н Йорданов, аз ще кажа, че има ново заявление, защото ги сравнявах двете заявления. То не е само актуализирани данни, то е изцяло ново заявление, но по причина, че това ново заявление пристига на първо число на месеца и е абсолютно невъзможно да се проведе цялата процедура, която се изисква с открито, закрито заседание на Комисията за приемане на доклад, открито заседание за обсъждане със заявителя и едва след това на повторно закрито заседание, реално използва се първото заявление, бих казал, като обща база за разискване върху, която ние сме приели доклад и в последствие сме провели открито заседание, но с второто заявление, което е от първо число на месеца – сутринта се фиксира финалното решение, но заявление има и то е в пълен обем. Това е, което аз го виждам с очите си, защото ги следя преди да подпиша. Мисля, че това е правилното, защото иначе само някакви данни изброени една страница, не знам дали…

А. Йорданов: За жалост, г-н Председател, редът за разглеждане на заявленията за утвърждаване на цени и съответно произтичащите от това разпоредби са уредени в Наредбата за регулиране на цените, а не в Закона.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Съгласен съм, но…

А. Йорданов: И съответно наличието на второ заявление е съвсем извън реда, предвиден в Наредбата за регулиране на цените.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Благодаря Ви, г-н Йорданов. Считам, че понеже ситуацията изисква това да се спази, което в момента ние го правим, по-скоро трябва в Наредбата специално за утвърждаване на цените на природния газ да се направят промени, които наистина да поставят тази процедура в рамките на Наредбата, защото иначе в Наредбата липсва наистина уреждането на това нещо.

А. Йорданов: Защото ще обезсмисли първото заявление и съответно провеждането на открито заседание.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: А иначе какво да направим, когато трябва да на първи да се произнесем с решение и пристига заявлението на първи сутринта, кога да го проведем откритото заседание? Кога да приготвят доклада работната група? По-скоро трябва самата нормативна база по някакъв начин да я адаптираме към тази ситуация, защото това произтича от Анекс № 13 на договора между „Булгаргаз“ ЕАД и ООО „Газпром експорт”, което ние не можем да променим. Аз виждам и това не е единственото неудобство от този Анекс. Има и чисто практически неудобства, за което… Заповядайте, г-жо Иванова.

А. Иванова: Заявлението, с което Булгаргаз сезира Комисията, е това, което подава от 10-ти, а със заявление от 01-ви, подава актуални данни. Тези актуални данни трябва да се обяснят, затова има и обосновки вътре, защото те са се променили, но основното заявление е първото…

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Но самият документ е заявление.

А. Иванова: …Но основното е, първото…

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Така е.

А. Иванова:…Ами подали са го под такава форма, но това не е ново заявление и ново сезиране. Комисията се произнася в рамките на процедурата, която е започнала с първото заявление.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Това е така, но понеже ставаше въпрос второто дали е с актуални данни, или е заявление, то е заявление – ако погледнете заглавната страница на материалите от „Булгаргаз“ ЕАД, то така си е записано. Не е актуално заявление, не е данни, а просто е записано *заявление* с днешна дата. Нали така? Такъв е документът, ние не можем да кажем, че е друг, когато заявителят така го е подал. Добре, аз казах, че може би наистина, защото не виждам друг начин това да се уреди, ако не се промени в нормативната база, защото иначе се получава нещо, по което няма уредена материя с тези две заявления. Аз имам още нещо друго да кажа. Направи впечатление цената на доставчиците на природен газ за „Булгаргаз“ ЕАД. Г-жа Тахир отбеляза каква е цената на природния газ, който идва от ООО „Газпром експорт”. Няма да влизам в стойностите под

(…) $, а направо ще кажа (…) $/MWh, но трябваше също да отбележите, че цената на природния газ, който идва от Азербайджан е (…) $/MWh. Така това означава, че цената на азербайджанския газ е с (…)% и повече от (…)% по-ниска от цената на руския газ. Интересува ме следния въпрос. Миксът, който прави „Булгаргаз“ ЕАД, дали е микс върху общо цялото количество в еднакво разпределение на природния газ от двамата доставчици, или е различен за различните сегменти, т.е. сегмента, който е като обществен доставчик по „програмата за освобождаване“ и по „двустранни договори“?

Р. Тахир: Взима се общото количество и се разпределя между двамата доставчици.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Тоест общо.

Р. Тахир: Общото количество се разпределя, обаче има нещо друго. По договора с Азербайджан има фиксирани количества на ден. През зимните месеци е (…) хиляди, а летните месеци мисля, че беше (…) хиляди, така че 31 дни по (…). Оттук нагоре по азербайджанския договор не може да се…

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Тоест от Азербайджан се доставя максималното количество природен газ.

Р. Тахир: Да и е летните месеци по (…) хиляди MW.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Това дали ще покрие 1 милиард кубични метра за година, какъвто е договора?

Р. Тахир: Не, това е във връзка… това споразумение с Азербайджан е сключено до края на септември, тази година. Във връзка с това, че IGB не е готово. Затова по азербайджанския договор се получават по-малко количества заради това, че IGB не е готово. А когато е готово вече количествата ще бъдат други.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Дано. Аз по-скоро мисля, че ограничението идва от договора с ООО „Газпром експорт”, където има клауза take-or-pay, или може по-малко от 80% от 2 милиарда и 900 милиона кубични метра, т.е. не по-малко от 2 милиарда, 80% прави 2 милиарда и 300 милиона. И с други думи: ако се намали за сметка на азербайджанския газ количеството руски газ, ние ще влезем в наказателна процедура за количества, които са под минимума.

Р. Тахир: Това е така, но по азербайджанския са строго фиксирани и не могат повече да се вземат съгласно...

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Ясно.

А. Йорданов: Наречете го съвпадение, г-н Председател. И двете обстоятелства действат едновременно. Едното е техническо по характер, а другото е договор.

Р. Осман говори без микрофон.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Трябва да го видя, то понеже тук го дават в електрически единици, в енергийни единици (MWh), докато иначе количествата, които са договорени са 1 милиард кубични метра, в обемни, не знам то колко беше 1:10 се смяташе приблизително…

Говори се без микрофон

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Това колко прави?

Говори се без микрофон

Доц. д-р Иван Н. Иванов: За беда тук дават за един месец, това са летните месеци, а то ще има много повече през зимните. Трябва за цялата година да се промени, г-н Осман, защото това не е достоверно, което сега можем да сметнем. Не може за този месец това, което да го умножим по 12. Няма да даде точен резултат. Повдигнах този въпрос, защото следващата година 2022 е последната година… Моля…

Р. Осман говори без микрофон

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Повече, почти (…)%.

Говори се без микрофон

Р. Тахир: Вие казахте само (…) $/MW, но има и разходи за капацитет от изходна точка Неа Месемврия, които са в лева: (…)…

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Зная.

Р. Тахир: …Те не са включени към горната…

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Да, но те не вдигат до степен да се изравнят двете цени…

Р. Тахир: Не , не…

Доц. д-р Иван Н. Иванов: В рамките на долар-два отгоре ще се променят, но същественото е, че договорът с ООО „Газпром експорт" изтича в следващата 2022 г. и е важно преговорният екип от българска страна да защити националния интерес, да не се приемат клаузи, които да забранят фактически на… да се внасят изцяло от Русия или с други думи по-скъп природен газ, защото виждате как сега се повишава и природния газ. За един месец природният газ се повиши с мисля 10,2%, малко повече от 10%. Колеги, след тази дискусия, ако няма други въпроси и изказвания, преминаваме към гласуване.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 7 и т. 8, и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 11а, чл. 17 и чл. 21 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. Утвърждава, считано от 01.07.2021 г.:

1. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 49,94 лв./MWh (без акциз и ДДС), в т.ч. компонента „цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи" в размер на (…) лв./MWh, компонента за дейността „обществена доставка" в размер на (…) лв./MWh и

компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на (…) лв./MWh;

2. Цени за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи:

№	Енергийни предприятия	Пределни цени при продажба на природен газ от крайните снабдители с включени ценови компоненти: цена на природния газ и цена за снабдяване, както и с включени цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи				
		Стопански клиенти с равномерно потребление	Стопански клиенти с неравномерно потребление		Битови клиенти	
		лв./MWh	лв./MWh	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*	лв./MWh	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*
1	Овергаз Мрежи АД – Столична община, СОР Банкя и община Божурище, територии "Изток", "Запад", "Север" и "Юг" ****				75,78	3,13
	до 53 MWh/год., вкл.		75,78	3,13		
	до 528 MWh/год., вкл.	68,05	76,41			
	до 1057 MWh/год., вкл.	66,99	75,54			
	до 2113 MWh/год., вкл.	65,93	74,68			
	до 4226 MWh/год., вкл.	64,86	73,80			
	до 6339 MWh/год., вкл.	64,23	73,29			
	до 8452 MWh/год., вкл.	63,79	72,93			
	до 10 565 MWh/год., вкл.	63,44	72,64			
	до 21 130 MWh/год., вкл.	62,36	71,75			
	до 31 695 MWh/год., вкл.	61,71	71,21			
	до 42 260 MWh/год., вкл.	61,24	70,82			
	до 52 825 MWh/год., вкл.	60,88	70,53			
	до 73 955 MWh/год., вкл.	60,30	70,04			
	до 105 650 MWh/год., вкл.	59,67	69,52			
	над 105 650 MWh/год.	58,92	68,88			
	метанстанции до 4226 MWh/год., вкл.		62,28			
	метанстанции до 10 565 MWh/год., вкл.		61,65			
	метанстанции над 10 565 MWh/год.		60,47			
	обекти на "Топлофикация София": ВОЦ "Суха река", ВОЦ "Левски Г" и ВОЦ "Хаджи Димитър"		51,19			
2	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Добруджа" и общини Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг****				76,83	
	до 106 MWh/год.	69,77	74,96			
	до 211 MWh/год.	68,92	73,51			
	до 528 MWh/год.	67,40	72,15			
	до 1056 MWh/год.	65,99	71,57			
	до 2112 MWh/год.	65,40	70,79			
	до 5281 MWh/год.	64,60	70,21			
	до 10 562 MWh/год.	64,01	69,53			
	над 10 562 MWh/год.	59,91	67,59			
3	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Мизия" и община Бяла Слатина****				79,70	
	до 106 MWh/год.	70,05	78,28			
	до 211 MWh/год.	68,93	76,64			
	до 528 MWh/год.	68,00	75,67			
	до 1056 MWh/год.	67,25	73,25			
	до 2112 MWh/год.	66,23	70,92			
	до 5281 MWh/год.	65,30	69,67			
	до 10 562 MWh/год.	64,00	68,50			
	над 10 562 MWh/год. за стопански клиенти с неравномерно потребление		64,72			
	до 52 810 MWh/год. за стопански клиенти с равномерно потребление	60,80				
	над 52 810 MWh/год. за стопански клиенти с равномерно потребление	58,13				
4	"Газтрейд Сливен" ЕООД – община Сливен				74,29	
	до 211 MWh/год.	65,85				
	от 211 до 527,5 MWh/год.	64,97				
	от 527,5 до 1055 MWh/год.	63,60				
	от 1055 до 2110 MWh/год.	62,70				
	от 2110 до 5275 MWh/год.	61,22				
	от 5275 до 10 550 MWh/год.	58,46				
	над 10 550 MWh/год.	56,55				
	до 52,75 MWh/год.		72,25			
	от 52,75 до 211 MWh/год.		70,57			
	от 211 до 527,5 MWh/год.		69,73			
	от 527,5 до 1055 MWh/год.		68,16			
	от 1055 до 2110 MWh/год.		65,75			
	от 2110 до 5275 MWh/год.		64,92			
	от 5275 до 10 550 MWh/год.		64,78			
	Енергийни предприятия	Промишлени/Стопански клиенти	Обществено-административни и търговски клиенти		Битови клиенти	
		лв./MWh**	лв./MWh**	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*	лв./MWh**	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*
5	"Каварна газ" ООД – общини Каварна и Шабла				79,60	
	до 500 MWh/год., вкл.	65,60				
	над 500 MWh/год.	62,64				
	до 50 MWh/год., вкл.		75,31			
	над 50 MWh/год. до 500 MWh/год., вкл.		69,99			
	над 500 MWh/год.		66,46			
6	"Кнежа-газ" ООД – община Кнежа*****				76,45	
	до 1055 MWh	64,62				
	до 4220 MWh	61,66				

	до 211 MWh		64,75			
	до 1055 MWh		63,64			
7	"Неврокоп-газ" АД – община Гоце Делчев ***				122,03	
	до 2500 MWh вкл.	104,57				
	над 2500 MWh	97,62				
	до 250 MWh вкл.		116,34			
	над 250 MWh		112,70			
8	"Свиленград-Газ" АД – община Свиленград ***				117,03	
	до 100 000 m^3/год., вкл.******	103,02				
	до 200 000 m^3/год., вкл.******	101,19				
	над 200 000 m^3/год., вкл.******	98,46				
	до 10 000 m^3/год., вкл.******		109,60			
	до 20 000 m^3/год., вкл.******		107,92			
	над 20 000 m^3/год., вкл.******		105,54			
9	"ТЕЦЕКО" ЕООД – общини Свищов и Белене ***		90,36		88,14	
	до 100 000 m^3/год., вкл.******	82,80				
	до 500 000 m^3/год., вкл.******	81,03				
	до 1 000 000 m^3/год., вкл.******	77,77				
	над 1 000 000 m^3/год.******	71,85				
10	"КарловоГаз" ООД – община Карлово***				97,02	
	до 20 000 m^3/год.******	93,58				
	до 50 000 m^3/год.******	87,81				
	до 100 000 m^3/год.******	84,89				
	до 250 000 m^3/год.******	80,38				
	до 500 000 m^3/год.******	77,86				
	до 1 000 000 m^3/год.******	77,31				
	над 1 000 000 m^3/год.******	74,70				
11	"Аресгаз" ЕАД – община Сопот	59,74	70,73		77,09	13,93
12	"Аресгаз" ЕАД – община Хисаря	61,11	69,97		76,96	13,62
13	"Комекес" АД – община Самоков				74,28	
	до 1054,599 MWh	65,29				
	от 1054,600 MWh до 10 545,999 MWh	59,83				
	над 10 546,000 MWh	57,66				
	до 52,729 MWh		74,50			
	от 52,730 MWh до 210,920 MWh		74,35			
	от 210,921 MWh до 1054,599 MWh		72,99			
	от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh		71,11			
	над 2109,200 MWh		69,61			
14	"Балкангаз-2000" АД – община Ботевград	63,76	67,22		69,70	
15	"Севлиевогаз-2000" АД – община Севлиево		64,94		67,69	
	до 50 000 MWh	61,14				
	над 50 000 MWh	52,12				
16	"Примагаз" АД – кметства "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна	61,75	74,00		81,84	
17	"Газинженеринг" ООД – община Долни Дъбник				76,49	
	до 105,5 MWh	62,73				
	до 1055 MWh	61,23				
	до 10 550 MWh	60,74				
	до 105,5 MWh		66,53			
	до 1055 MWh		65,12			
18	"Камено-газ" ЕООД – община Камено	64,23	72,28		73,59	
19	"Добруджа газ" АД – община Генерал Тошево	71,50	87,26		75,22	
20	"Правецгаз 1" АД – община Правец	59,21	66,86		69,65	
21	"Костинбродгаз" ООД – община Костинброд				71,06	3,94
	до 1000 MWh/год. вкл.	70,37				
	от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл.	64,59				
	над 10 000 MWh/год.	60,78				
22	"Ситигаз България" ЕАД – за обособена територия "Тракия", общини Кърджали, Велинград, Павел Баня, Гурково, Твърдица и Брацигово****		74,50		75,33	5,69
	до 1000 MWh/год.	72,43				
	от 1000 до 5000 MWh/год.	64,51				
	от 5000 до 10 000 MWh/год.	61,32				
	от 10 000 до 50 000 MWh/год.	60,30				
	над 50 000 MWh/год.	59,66				
23	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Запад"	70,34	75,77		79,81	
24	"Газо-енергийно дружество-Елин Пелин" ЕООД – община Елин Пелин		66,56		66,91	
	до 500 000 m^3/год., вкл.******	62,23				
	над 500 000 m^3/год., вкл.******	60,68				
25	"Консорциум Варна Про Енерджи" ООД – община Балчик ******	59,12	69,22		74,39	
26	"Ситигаз България" ЕАД – общини Силистра, Алфатар, Дулово, Тутракан, Главиница и Ситово		74,47		73,66	5,57
	до 1000 MWh/год.	72,85				
	от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год.	68,41				
27	"Ситигаз България" ЕАД – община Габрово		71,15		73,97	
	до 10 000 nm^3/год.******	70,80				
	от 10 000 до 100 000 nm^3/год.******	69,56				
	от 100 000 до 500 000 nm^3/год.******	64,42				
	от 500 000 до 1 000 000 nm^3/год.******	63,35				
	от 1 000 000 до 5 000 000 nm^3/год.******	61,35				
28	"Си Ен Джи Марица" ООД – община Чепеларе**				74,10	
	до 10 000 m^3/год., вкл.******		68,80			
	до 50 000 m^3/год., вкл.******		73,02			
	до 100 000 m^3/год., вкл.******		64,81			
	над 100 000 m^3/год.******		58,02			
	до 200 000 m^3/год., вкл.******	59,88				
	до 1 000 000 m^3/год.******	58,85				

Забележки:

1. В цените не са включени акциз и ДДС.

2. * колоната отразява цените за снабдяване с природен газ, които се заплащат в лева за клиент на месец (лева/клиент на месец).

3. ** в цените за продажба на природен газ от краен снабдител не е включена ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ.
4. * в цените за продажба на природен газ от краен снабдител е включена ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.**
5. ** към цените за продажба на природен газ от краен снабдител за територията на общините: Банско, Разлог, Карнобат, Бяла, Тервел, Червен бряг, Кърджали, Велинград и Павел баня, следва да бъде добавяна ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.**
6. *** При снабдяване със сгъстен природен газ в цените за продажба от краен снабдител се включва ценова компонента съгласно чл. 19а от НРЦПГ**
7. **** цените са утвърдени в лв./1000 м^3 и са изчислени в енергийни единици при коефициент на преобразуване 10,522 kWh/m^3.**
8. При утвърждаване от КЕВР на нови или изменение на действащите цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ, се променят и пределните цени, по които съответният краен снабдител продава природен газ на клиенти.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз" ЕАД.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за"** (Иван Н. Иванов – за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов – за, Владко Владимиров – за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа данните и документите, свързани **определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW**, установи следното:

Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуването на електрическата енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от енергийни обекти с обща инсталирана мощност, по-малка от 500 kW - чл. 6, т. 1 във връзка с чл. 32, ал. 1, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ). Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалните цени при условията и по реда на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Според §54 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн., ДВ, бр. 17 от 2015 г., част от насърченията за производство на електрическа енергия от ВИ, в това число и определянето на преференциална цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от ВИ, които са въведени в експлоатация след влизането в сила на ЗИД на ЗЕ – 06.03.2015 г., с изключение на обектите по чл. 24, т. 1 и 3 от ЗЕВИ. В тази връзка по силата на §20 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн., ДВ, бр. 56 от 2015 г., преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от ВИ по чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ, които са въведени в експлоатация след 1 януари 2016 г..

Въз основа на гореизложеното, КЕВР следва да определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, за енергийните обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, а именно: с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени

към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии.

На следващо място, съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, КЕВР ежегодно до 30 юни, актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата. Съгласно чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ коефициентът, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи, се определя като произведение от: изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от ВИ, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. Процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието, храните и горите годишни индекси за изменение на цените на тези суровини (чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ). Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на съответния ценообразуващ елемент за предходната отчетна година – чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ. Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата се определя въз основа на данните от Националния статистически институт за изменението на средната работна заплата за предходната календарна година – чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ, КЕВР определя ежегодно в срок до 30 юни премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW.

Според § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ премии, като разлика между определената до влизането в сила на този закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник.

В тази връзка, за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от ВИ, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове ВИ и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Със Заповед № З-Е-73 от 12.04.2021 г. на председателя на КЕВР е създадена работна група със задача да извърши анализ на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-494 от 21.05.2021г., който е приет от Комисията с решение по т. 1 от Протокол № 97 от 27.05.2021 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и

над 500 kW. В изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 03.06.2021 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица, са постъпили становища, както следва:

1. Становище с вх. № Е-12-00-263 от 01.06.2021 г. от г-н Георги Глоговски:

Г-н Георги Глоговски в качеството си на инвеститор и представляващ интересите на бъдещи български и чуждестранни инвеститори във фотоволтаични електрически централи (ФтЕЦ) с инсталирана мощност 30 kWp, обръща внимание на предлаганото намаление с около 20% на цената за изкупуване на електрическата енергия от тези централи. В становището си посочва, че през изминалата година цените на редица компоненти, участващи във формирането на себестойността на инвестицията във ФтЕЦ са се повишили - желязото с около 50%, алуминий с 38%, мед с 47%, (източник: Лондонска Метална Борса), горива, работна заплата. В тази връзка заявява, че „ЧЕЗ Електро България“ АД са повишили цената на продаваната от тях електрическа енергия с около 23%. Инвеститорът посочва още, че тази тенденция се очаква да се запази и през тази година с излизането на икономиките от кризата след пандемията от COVID-19. В допълнение към своите доводи излага още, че влияние върху повишаване на средните цени на компонентите оказа и забавянето на някои доставки, предизвикано от спиране корабоплаването през Суецкия канал и съответно намаляване на наличностите в Европа.

Предвид горното, инвеститорът заявява, че предлаганото от КЕВР намаление на преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия от ФтЕЦ не е в синхрон с увеличаващите се разходи за изграждането на такива централи, като счита, че това ще затрудни инвестиционния процес и ще забави преминаването към зелена енергия.

2. Становище с вх. № Е-12-00-264 от 01.06.2021 г. от г-н Веселин Тодоров и писма с вх. № Е-02-01-3 от 03.06.2021 г. от Министерския съвет на Република България и с вх. № Е-12-00-264 от 10.06.2021 г. от Администрацията на Президента на Република България, препращащи по компетентност постъпили отворени писма от г-н Веселин Тодоров.

Г-н Тодоров счита, че механизмът за определяне на преференциална изкупна цена на електрическа енергия, произведена от ВИ и по-конкретно този, за малки ФтЕЦ до 5 kWp и от 5 kWp до 30 kWp, е неясен и нерелевантен спрямо икономическите показатели и практическото изпълнение на проектите. В допълнение г-н Тодоров заявява, че в случай на утвърждаването на предложената с проекта на решение цена, това ще доведе до занижаване на крайната стойност за изкупуване и съответно отлив на финансов инвестиционен поток.

2.1. По отношение на определяне нивото на инвестиционните разходи:

Според г-н Тодоров ценообразуващият механизъм е непрозрачен, субективен и слабо отнесен спрямо икономическите показатели и практическото изпълнение на проектите. В допълнение към това посочва, че за определянето на базовото ниво на инвестиционните разходи в проекта е взета средна стойност от 2019 г., която счита че не кореспондира с настоящата финансово-икономическа ситуация, като занижава драстично общата стойност на инвестиционните разходи.

Г-н Тодоров заявява, че се наблюдава драстично увеличение на цените на суровините, необходими за производството на фотоволтаични модули в световен мащаб, като за последните шест месеца големите производители на фотоволтаични модули посочват, че цената на стъклото, необходимо за производство на модули се е повишила с близо 80%, цената на силициевия кристал, както и на среброто също се е повишила съответно със 64% и 55%. В резултат на това разходите, свързани с доставката на готовата продукция от Китай до Европа са се увеличили около 4-5 пъти, като общото поскъпване на модулите в сравнение с миналата година е между 25% и 35% в края на месец май тази

година, при 120% увеличение на желязото и 15% увеличение на медта на световните борсови пазари. В тази връзка, общата стойност за изграждане на фотоволтаична централа се е покачила с близо 10% - 15% спрямо лятото на 2020 г.

Г-н Тодоров допълва, че тази тенденция ясно се вижда и от доклада на института „Фраунхофер“ за 2019 г., публикуван на 16.09.2020 г., където е отбелязано, че средното ниво на инвестиционен разход за 1 kWp в края на 2019 г. и началото на 2020 г. възлиза на приблизително на 1300 евро (без начисляване на такси). Г-н Тодоров посочва, че КЕВР се позовава на същия този доклад при определянето на цената за 2021 г., но в проекта на решение Комисията не отчита средната стойност за 2020 г., а взима за база средната стойност за 2019 г. В тази връзка според г-н Тодоров, инвестиционните разходи, които се взимат като стойност са от преди две години, когато не е имало COVID криза, която е засегнала сектора и същите не са относими към днешна дата.

Според г-н Тодоров взетата от доклада на Фраунхофер стойност за база, освен че е за 2019 г., се явява и цена на едро за материали без включени такси, като това изкривява крайната стойност за определянето на инвестиционните разходи. Г-н Тодоров допълва, че има множество такси, които оскъпяват общата инвестиция, като тяхната стойност не е никак малка и влияе значително върху крайните инвестиционни разходи. Г-н Тодоров дава пример с продуктовата такса, която всеки един вносител на фотоволтаичен панел в България дължи, като посочва че тя се равнява на близо 1,90 лв./кг. и оскъпява значително инвестицията, тъй като по негови изчисления за една централа от 30 kWp е в диапазона от 2 500 лв. до 3 600 лв.

В допълнение към горните изчисления г-н Тодоров посочва, че при формирането на нивото на инвестиционните разходи трябва също да се отчете, че повечето от централите се изграждат от физически лица или други нерегистрирани по ЗДДС лица, което води до оскъпяване на разхода за инвестиция с 20% ДДС.

Г-н Тодоров обръща внимание и на факта, че предвид малкия обем от вложени материали повечето от тях се закупуват на цени на дребно, чиято стойност не кореспондира с базовата цена.

В допълнение към всичко гореизложено, посочва и че механизмът за определяне на нивото на инвестиционните разходи не взима под внимание стойността на присъединяването на даден обект към електропреносната мрежа на електроразпределителното дружество, като посочва, че едно присъединяване може да варира от 750 лв. до 10 000 лв.

2.2. По отношение на определяне на нормата на възвръщаемост

Според г-н Тодоров, така определената норма на възвръщаемост в проекта на решение в размер на 7%, трябва да бъде увеличена, с оглед на световните тенденции към преминаване на нискоемисионни източници на енергия за постигане на устойчиво развитие, поетите държавни ангажименти пред европейските партньори, Парижкото споразумение и предстоящата „Зелена сделка“, като счита, че е необходимо стимулиране на изграждането на малки инсталации. В тази връзка, дава пример със страни като Франция и Германия, като посочва че този процент там е между 9,5% и 16% (статистика от pv-financing.eu).

2.3. По отношение на определяне на експлоатационните разходи

Г-н Тодоров посочва, че при определянето па преференциалната цена КЕВР взима предвид само част от разходите по експлоатацията на инсталацията, като разходи за застраховки, счетоводство, почистване, косене, ремонт, поддръжка, са само част от експлоатационните разходи придружаващи нормалната работа на една инсталация. Според него не е ясно как и от къде са взети и каква е общата им стойност.

В допълнение към горното посочва, че така заложените при изчислението на преференциалната цената 3% от инвестиционните разходи за целия 15-годишен период за експлоатационни разходи, е не само под средната стойност, но и не е съобразен с финансово-икономическата картина с оглед COVID-19. Според г-н Тодоров заложените

3% не могат да покрият таксата за Фонд „Сигурност на Електроенергийната система“, като посочва че тази такса се равнява на 5% от годишното нетно производство на инсталацията.

2.4. По отношение на определяне на нетно специфично производство

Г-н Тодоров посочва, че Комисията отново въвежда средногодишни часове на работа на инсталацията, което от своя страна определя нетното специфично производство, като определянето на тези часове става на база статистически данни от АУЕР и метеорологичния център, като са взети средни данни за България. Според г-н Тодоров, поставяйки условие за нетно специфично производство на базата на осреднени работни часове това води да практическия парадокс, в който производителите са принудени да изключат централите си, за да не бъдат глобени или да си заплащат отрицателната разлика, като посочва, че това е директна загуба на инвестицията и отнема от доходността.

Г-н Тодоров заявява, че възприеманият подход на Комисията при определяне на цени, диференцирани единствено по основен критерий - инсталирана мощност, без да се съобразява, с използваната технология, производителността на централата, респективно инвестиционните разходи и тяхната възвръщаемост, т.е. заложените в закона критерии, счита, че КЕВР се съобразява само с незначителна част от изискванията. В допълнение посочва, че в Р България, а и не само, има добри и надеждни източници на информация, така че Комисията разполага с достатъчно данни за размера на инвестиционните разходи за изграждане на фотоволтаични централи и би следвало проекта на решение да бъде добре обоснован и подкрепен с конкретни факти, примери и статистика.

Г-н Тодоров изчислява, че след анализ на пазара и при отчитане на всички фактори, свързани с инвестирането във фотоволтаични инсталации, изкупните цени за следващия регулаторен период за двата диапазона до 5 kWp и от 5 kWp до 30 kWp би следвало да бъдат съответно в размер на 273 лв./MWh, без ДДС и 222 лв./MWh, без ДДС.

3. Становище с вх. № Е-12-00-265 от 01.06.2021 г. от „Витрон Трединг“ ЕООД.

„Витрон Трединг“ ЕООД, счита, че новата преференциална цена за изкупуване на електрическата енергия за групите ФтЕЦ до 30 kWp, е неизгодна за малкия инвеститор.

Дружеството посочва, че към момента цените на желязото са с 38% нагоре спрямо цената от миналата година, а доставките от Китай са поскъпнали от 3 500$ на 11 000$ за контейнер, като самите панели поскъпват и заради инфлацията. „Витрон Трединг“ ЕООД посочва, че средната цена за инсталиране на 30 kWp е около 43 000 лв., според актуални оферти от 4-ма големи доставчици на панели от Китай, поради което размерът на преференциалната цена трябва да расте, а не да се намалява с 20%.

4. Становище с вх. № Е-12-00-267 от 01.06.2021 г. от г-н Красимир Колев.

Според г-н Колев, преференциалната цена, която ще се прилага от 01.07.2021 г. е формирана непрозрачно и изцяло в интерес на електроразпределителните дружества.
Посочва, че по отношение на групата ФтЕЦ с инсталирана мощност до 30 kWp за 2019 г., инвестиционните разходи са в размер на 1200 евро/kWp, след което през 2020 г. е описан спад на цените на панелите от 3%, и инвестиционните разходи са сметнати в размер на 1164 евро/kWp, което е точно 3% по-малко от 1200 евро/kWp от предходната година. За 2021 г. е обявен спад на панелите от 10,53%, но инвестиционните разходи спадат от 1164 евро/kWp на 808 евро/kWp, като по изчисления на г- н Колев, по пример от 2019-2020 г., инвестиционните разходи трябва да са в размер на 1041 евро/kWp. Според г-н Колев остава неясно как намаление от 10,53% на цената на панелите води до намаление с 30-31% на цената на инвестициите, като посочва че за сравнение предходната година, инвестиционната стойност е намалена само с цената на панелите.

5. Становище с вх. № Е-12-00-269 от 02.06.2021 г. от г-н Недко Сарбински.

Г-н Сарбински изразява позиция, че е неправилно след като цените на суровините се покачват, изкупната цена на електрическата енергия за ФтЕЦ до 30 kWp да пада, поради което счита че и тя трябва да се увеличи.

6. Становище с вх. № Е-12-00-292 от 14.06.2021 г. от „ЕС – 3“ ООД

„ЕС – 3“ ООД счита, че цените за изкупуване на електрическата енергия от фотоволтаични централи до 5 kWp и от 5 kWp до 30 kWp следва да бъдат преразгледани, с оглед тенденцията, която се наблюдава към повишение на цените на металите, кабелите, както и на панелите, които са основни компоненти на тези системи. Според дружеството това се дължи до голяма степен на увеличение на транспортните разходи, като допълва, че се наблюдава увеличение на цените от порядъка на 30%, а по изчисления на дружеството, инфлацията от 2%, която е посочена в проекта на решение, е нереалистична. В допълнение посочва, че също трябва да бъде взето предвид и това, че цените на електрическата енергия на свободния пазар в някои дни на м. май са достигали до 200 лв./MWh.

7. Становище с вх. № Е-12-00-301 от 17.06.2021 г. от „АСА“ ООД

„АСА“ ООД посочва, че представеното намаление на цената на фотоволтаичните модули е неправилно, тъй като е налице повишаване на цените от порядъка на 20-28% в зависимост от моделите и вида на използваната технология при масово произвежданите панели, което е породено от свиването на производството в световен мащаб поради пандемията.

По отношение на общите инвестиционни разходи „АСА“ ООД посочва, че за един обект съществено влияние оказва и фактът, че е налице увеличение на стоманите за конструкции от порядъка на 120% за период от една година, а на цветните метали - алуминий и мед с около 15-18%.

По отношение на определената норма на възвръщаемост в размер на 7%, дружеството посочва, че същата е най-ниска от всички страни, които са въглеродноинтензивни в електропроизводството и преминават към нискоемисионни източници, като обръща внимание, че в страни като Франция и Германия този процент е между 10% и 16%.

Според „АСА“ ООД, средното увеличение на инвестиционните разходи е в размер на 12-14%, а не както е представено - намаление с около 20%.

„АСА“ ООД е заявило, че приемането на преференциална цена от 160,11 лв./MWh за централи от 5 до 30 kWp е решение, което според инвеститорите и експертите в областта на ВИ води до подценяване на фотоволтаичните централи, особено в този диапазон на инсталираните мощности в момент, когато българската икономика трябва да постигне повишаване на ефективното ползване на ресурсите чрез преминаване към чиста, кръгова икономика.

8. Становище с вх. № Е-04-21-1 от 18.06.2021 г. от Българска соларна асоциация (БСА, Асоциацията):

По отношение на инвестиционните разходи, БСА посочва, че поради световната икономическа криза, породена от епидемичната обстановка, в световен мащаб поскъпват основни суровини за производство на фотоволтаични модули, конструкция и инвертори. Според БСА фотоволтаичните модули са достигнали своя пик в развитието на технологията и тяхната стойност няма да намалява повече, като от началото на годината има ръст над 25% на цените на стоманата и медта и тенденцията е поскъпването да се запази.

БСА посочва, че в предходното си решение през 2020 г., КЕВР е определила инвестиционни разходи, които са 2 656 лв./kWp за инсталации до 5 kWp и 2 277 лв./kWp за инсталации до 30 kWp, което е над 30% намаление за период от 1 г., като счита, че не

съответства на действителността и изразява съмнения, че е направен анализ на инвестиционните разходи, предвид на това и че са използвани данни от едни и същи източници.

БСА заявява, че в България малки инсталации се изграждат от местни компании, които закупуват ново оборудване основно през европейски доставчици и поради изключително малкия пазар, то е по-скъпо, отколкото би било, ако се доставя директно от производители. БСА посочва, че за оборудване на пазара в България се дължи продуктова такса от 1,95 лв./kg., т.е. близо 40,00 лв. на фотоволтаичен панел. Асоциацията посочва, че в една 5 kWp инсталация има 20-22 модула, т.е. оскъпяването на инвестицията е с близо 800-880 лв., а за 30 kWp има 120-140 модула, или оскъпяването е от 4 800 лв. до 5 600 лв. на централа, при това само в частта „модули“. Асоциацията посочва, че в България централи до 30 kWp имат разходи и за присъединяване: за изграждане на кабелни линии, а понякога и трансформаторни постове, те заплащат и цена за присъединяване, която според БСА се определя по непрозрачен начин от всяко електроразпределително предприятие и варира от 750 лв. до 74 000 лв. Поради посочените причини БСА счита, че е необходимо да се ревизират инвестиционните разходи и в двата мощностни диапазона (до 5 kWp и от 5 до 30 kWp).

В допълнение, Асоциацията предлага да бъде взето предвид, че част от централите до 5 kWp се изграждат от физически лица, от етажна собственост и други нерегистрирани по ЗДДС лица, т.е. разходът за изграждането на инсталациите е оскъпен с 20% ДДС за страната.

По отношение на нормата на възвръщаемост на капитала и структура на капитала, Асоциацията посочва, че определената норма в размер от 7% е ниска и с оглед на световните тенденции към преминаване към нискоемисионни източници на енергия, за постигане на устойчиво развитие, е необходимо стимулиране изграждането именно на малки инсталации на покриви и фасади и прилежащите им терени в урбанизирана територия, което предполага повишаване на размера на нормата на възвръщаемост.

БСА възразява срещу подхода за определяне на експлоатационните разходи на база процент от инвестиционните, с аргумент, че по този начин тези разходи са силно подценени. В тази връзка, БСА е изчислило експлоатационните разходи за двата мощностни диапазона за година, като посочва, че в тях са включени разходи за ремонт, поддръжка, застраховки, почистване и други. Асоциацията посочва, че освен преки разходи, всяка инсталация има и постоянни и променливи административни разходи.

Според БСА, в експлоатационните разходи не са включени разходи по поддръжка на микропредприятие, счетоводство, осигурителни вноски на управител, такса за достъп и такса за балансиране, които в някои месеци достигат 30% от приходите, както и такса от 5% за ФСЕС. Не са отчетени пропуснатите ползи от въвеждането на „нетно специфично производство“, както и не са отчетени административни разходи, които се налага производителите да правят заради ежемесечната кореспонденция с различни институции.

БСА предлага по отношение на експлоатационните разходи КЕВР да се позове на реални данни, кореспондиращи с нормативната база в България.

По отношение на средногодишната продължителност на работа на централите от 1380 kWh/kWp, БСА възразява срещу определянето на нетното специфично производство на база на данни от АУЕР, като заявява, че всяка година централите са все по-ограничени в работата си.

БСА заявява, че в АУЕР данните са основно на централи, неизпълнили работните си часове или такива, които са произвели точно, колкото е максимумът им нетно специфично производство.

В тази връзка, според БСА занижаването на размера на определеното „нетно специфично производство“, отнема доход от производителите и ги принуждава да работят и да си плащат в последните месеци на годината, или да изключат централите си.

По отношение на амортизационните отчисления, БСА заявява, че според

действащото законодателство, една централа, присъединена след 30.06.2021 г. би сключила договор за 14 г., а не за 15 г. и е нелогично разходите за амортизация да се начисляват за период извън регулаторния. В тази връзка, БСА посочва, че нормата на амортизация на фотоволтаичните централи е категория 1 и според чл. 55 от Закона за корпоративното подоходно облагане (ЗКПО) тя е 4%.

В допълнение към горните възражения, БСА предлага да се обърне внимание на определянето на преференциални цени по вид технология, тъй като освен фотоволтаични електрически централи със стационарни конструкции, се изграждат и съоръжения със следящи конструкции – тракери, които са с близо 30% по-висока производителност, заемат изключително малко обработваема площ от 0,3 кв.м. за 1 kWp инсталирана мощност и са с най-висока степен на опазване на околната среда. БСА посочва, че инвестиционните разходи, необходими за изграждането на следящи конструкции, са със значително по-високи експлоатационни разходи, както и разходи за техническа поддръжка, ремонт, застраховки и други, в сравнение с инсталациите със стационарни конструкции. БСА обръща внимание и на системите с конструкции с променлив ъгъл по вертикалната ос, като посочва, че имат възможност да регулират ъгъла на попадане на слънчевата радиация ежедневно или сезонно. В тази връзка БСА посочва, че нееднократно е обръщано внимание върху влиянието на решението на Комисията за определяне на цени, включително и на средногодишното производство по отношение на една конкретна група производители – фотоволтаични електрически централи със следящи конструкции – двуосни тракери.

Според Асоциацията, възприеманият до момента подход на Комисията при определяне на цени, диференцирани единствено по основен критерии - инсталирана мощност, без да се съобразява с използваната технология, производителността на централата, респективно инвестиционните разходи и тяхната възвръщаемост, т.е. заложените в закона критерии, означава, че са съобразени само част от изискванията.

Предвид гореизложеното, БСА е изчислила и предлага преференциални цени за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за двата мощностни диапазона до 5 kWp в размер на 272 лв./MWh, без ДДС и от 5 kWp до 30 kWp включително в размер на 222 лв./MWh, без ДДС, като посочва, че в тези цени не е включен дори и средният размер на експлоатационните разходи, а е калкулиран възможно най-икономичният вариант, в който според БСА попадат не повече от 0,5% от всички инсталации в страната. В допълнение посочва, че не са включени и моментните цени на оборудването, които са повишени заради нарушени доставки и забавяне в производството поради пандемията от COVID-19.

Към своето становище БСА е приложило два разработени финансови модела, като посочва, че първия обхваща оперативните разходи, определени от КЕВР, а вторият модел обхваща оперативни разходи, които според БСА са минимални за съществуването на фотоволтаична централа, като заявява, че голяма част от тях са определени от Комисията. Според Асоциацията в резултат на направените изчисления, се установява, че и при двата модела инвестицията не е финансово устойчива.

Комисията счита горните възражения за неоснователни, поради следните аргументи:

По отношение на възраженията за размера на инвестиционните разходи:

Ръстът на цените на суровините, използвани в производството на соларни панели е в резултат от една страна на увеличеното търсене на суровини в световен мащаб, а от друга на невъзможността Китай да транспортира стоките, с които да покрие голямото търсене за Европа и САЩ, което според публикациите на различни анализатори, води до временен ръст на цените на суровините в резултат на увеличаване на цените за доставка до Европа, поради което не следва да се отразява върху размера на преференциалната цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г..

По отношение на временния ръст на цените на суровините, е необосновано Комисията да отразява временното увеличение на разходите за транспорт, в резултат от форсмажорното обстоятелство, каквото е блокирането на Суецкия канал. Отразяването на посоченото временно увеличение като допълнителен разход в общите разходи за следващия едногодишен период, би довело до различен подход при ценообразуването спрямо останалите производители в сектора както и да натовари необосновано крайните клиенти с допълнителен разход (арг. от чл. 35, ал. 6 във връзка с чл. 35, ал. 2, т. 3 от ЗЕ).

По отношение на направените изчисления в описаните по-горе становища, следва да се има предвид, че същите са непълни, тъй като и не е отразен размерът на останалите елементи на инвестиционните разходи, възприет след извършен анализ от КЕВР, изложен в мотивите на проекта на решение.

В допълнение към горното, следва да се има предвид, че в раздел I „Общи принципи при определянето на преференциалните цени“ от настоящото решение, са описани подробно стойностите на отделните параметри и корекциите, които са извършени за достигане на конкретните изчисления на инвестиционните разходи за ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, като съгласно посочените източници на информация, същите представляват осреднени капиталови разходи за периода.

Предвид горното, намалението на преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия от ФтЕЦ, от порядъка на 20% за 2021 г. спрямо 2020 г. отразява, както международния, така и придобития опит в страната. По отношение на подхода при определяне на стойностите на инвестиционните разходи, следва да се има предвид, че е приложен еднакъв с този от 2020 г., като източниците и концепцията на изчисленията са запазени и през 2021 г. Отчетени са данните от анализите съдържащи се в източниците посочени в настоящото решение, и същите следва да се запазят на нивото на определените в проекта на решение.

В допълнение, следва да се подчертае, че в нито едно от възраженията не е посочен конкретен размер на инвестицията за изграждане на фотоволтаична централа с инсталирана мощност до 30 kWp, а само как са се изменили цените на суровините. Видно от публично достъпна информация относно офертните цени за продажба на фотоволтаични панели, както и за изграждане на фотоволтаични централи, определените инвестиционни разходи в размер на 808 евро/kWp напълно се вместват в тези ценови равнища, като осигуряват и съответната възвръщаемост. Следователно признаването на по-висок размер на инвестиционните разходи е неоснователно, тъй като ще доведе до свръхвъзвръщаемост.

В тази връзка, следва да се има предвид, че определянето на преференциална цена има характер на предоставяне на държавна помощ. Този извод се подкрепя и от трайната практика на Европейската комисия, свързана с одобряването на редица схеми за подпомагане чрез получаване на преференциални цени.

В този смисъл, при определяне на преференциалните цени Комисията следва да съобрази и изискванията на чл. 107, пар. 1 от ДФЕС, съгласно който всяка помощ, предоставена от държава-членка или чрез ресурси на държава-членка, под каквато и да било форма, която нарушава или заплашва да наруши конкуренцията чрез поставяне в по-благоприятно положение на определени предприятия или производството на някои стоки, доколкото засяга търговията между държавите-членки, е несъвместима с вътрешния пазар. Помощта може да покрива нормална капиталова възвръщаемост. Преференциалната цена следва да бъде определена по начин, който позволява на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници да си възвърнат инвестиционните и оперативните разходи, заедно с разумна норма на възвращаемост, ако работят средногодишните часове, определени при изчислението на преференциалната цена.

Предвид горното, преференциалните цени на електрическата енергия за двете групи ФтЕЦ до 5 kWp в размер на 193,33 лв./MWh и за групата над 5 kWp до 30 kWp в

размер на 160,11 лв./MWh, без ДДС, осигуряват на разглежданите групи централи условия за нормална експлоатация и възвръщаемост на инвестицията. Всяка цена, която е по-висока от посочената, би довела до реализиране на по-висока възвръщаемост, съответно до получаване на прекомерна помощ, която би била несъвместима с вътрешния пазар.

От друга страна, определянето на по-висока цена не би допринесло за подобряването на инвестиционния климат и би довело до „прекомерна помощ“ в полза на определени производители на електрическа енергия, която трябва да бъде заплатена от крайните клиенти.

По отношение на нормата на възвръщаемост на капитала и структурата на капитала, следва да се има предвид, че подходът е еднакъв към всички видове технологии, произвеждащи електрическа енергия от ВИ, което гарантира спазването на принципа по чл. 23, ал. 1, т. 5 от ЗЕ, изискващ осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия. В допълнение, среднопретеглена норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи и произтичащи от закона задължения.

Следва да се има предвид, че **експлоатационните разходи**, подлежащи на регулаторен контрол, са свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията, съобразно съответните технически стандарти, от което следва че е напълно обосновано размерът на експлоатационните разходи да е определен като процент от инвестиционните разходи.

По отношение на твърденията, че информацията от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) е непълна, следва да се има предвид, че съгласно чл. 52, ал. 1 от ЗЕВИ, в АУЕР се създава, поддържа и актуализира Национална информационна система за потенциала, производството и потреблението на енергия от възобновяеми източници в Република България.

В допълнение на горното, следва да се има предвид, че всяко заинтересовано лице може да има различно становище по отношение на размера на някой ценообразуващ елемент, но това не означава, че заложените от КЕВР стойности за нуждите на изчисленията на база данни от официални източници са неправилни и/или неточни.

В подкрепа на горното, с писмо на КЕВР с изх. № Е-04-13-5 от 12.04.2021 г. е изискана информация от АУЕР, като същата е представена с писмо с вх. № Е-04-13-5 от 16.04.2021 г. и съдържа информация само за фотоволтаични електрически централи, които са работили дванадесетмесечен период. На следващо място, при прилагането на установеното „нетно специфично производство“ се цели да се осигури възвръщаемост адекватна на присъщите часове на работа за такъв вид централи.

По отношение на възражението, че е нелогично **разходите за амортизация** да се начисляват за период извън регулаторния, ако една централа, се присъедини след 30.06.2021 г. ще сключи договор за 14 години, а не за 15 г., следва да се има предвид, че съгласно разпоредбата на чл. 31, ал. 2, т. 1 от ЗЕВИ, електрическата енергия от ВИ по ал. 1 се изкупува въз основа на сключени дългосрочни договори за изкупуване за срок от двадесет години, за електрическата енергия, произведена от геотермална и слънчева енергия, както и за електрическата енергия, произведена от биомаса.

В допълнение, съгласно разпоредбата на чл. 31, ал. 3 от ЗЕВИ, където за обектите по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, монтирани след 31 декември 2015 г., сроковете за изкупуване се намаляват със срока от тази дата до датата на въвеждането в експлоатация, съответно монтирането. Следователно, към настоящия момент срокът за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ФтЕЦ до 30 kWp, не може да бъде по-дълъг от 15 г. Предвид горното, при определянето на преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ФтЕЦ до 30 kWp е определен 15-годишен амортизационен срок на активите, съответстващ на възприетия полезен живот на активите, който съответства и на остатъка от преференциалния такъв.

По отношение на нормата на амортизация в размер на 4%, следва да се има предвид, че независимо дали общият размер на разходите за амортизации ще изплатят инвестицията за периода на изкупуване на електрическата енергия за 14,5 г. при заложените 15 г., то за остатъка от 6 м. до цялостното изплащане на инвестицията се дава възможност на мениджмънта да разработи амортизационен план за по-дълъг период от време, съобразно счетоводната си политика. Това ще даде възможност на дружеството да бъде конкурентноспособно при продажба на електрическата енергия на свободен пазар след изтичане на преференциалния период.

От изложеното може да се направи извод, че не е нарушен чл. 55 от ЗКПО.

По отношение на аргументите относно следящите конструкции, следва да се има предвид, че различни цени, съобразно конфигурацията на конструкцията и дизайна на присъединяване и начина на подреждане на фотоволтаичните модули, както и позиционирането им спрямо слънцето, не са предмет на разглеждане в настоящото решение, тъй като те представляват индивидуално управленско решение и не попадат в обхвата на регулиране. Предложените различни решения относно увеличаване на производителността на ФтЕЦ (напр. тракери), са свързани с по-високи инвестиционни и експлоатационни разходи, в сравнение с традиционните мощности на фотоволтаичните инсталации.

Следва да се има предвид, че технологиите със следящи конструкции (тракери) имат възможност за по-висока производителност на централите от този тип, което дава възможност и да реализират по-високи доходи, спрямо останалите стационарни конструкции (покривни и наземни).

9. Становище с вх. № Е-12-00-276 от 03.06.2021 г. от г-н Светослав Паунов:

В качеството на заинтересовано лице, г-н Паунов е поставил въпроси относно наличието на приет дългосрочен план за развитие на енергия от ВИ; какво е процентното изпълнение на Европейския план за зелена енергия; да се приеме методика за развитие на електрическата мрежа в определени райони около големите градове; ще се достигне ли до заложеното за 2030 г. като дял на зелена енергия от общото производство, в случай че се реализират всички проекти, с оглед издадените становища и предвижда ли се стратегия и преференции за ВИ, с които ще се зареждат приоритетно електромобили.

Комисията счита поставените по-горе въпроси за неотносими към настоящото производство по чл. 32, ал. 1, т. 1 и ал. 4 от ЗЕВИ.

В допълнение към горното, съгласно чл. 4, ал. 1 от ЗЕ, енергийната политика на страната се провежда от министъра на енергетиката, в тази връзка планът за развитие на енергия от ВИ би следвало да бъде част от стратегията за развитие на енергийния сектор в Република България. Изготвянето и приемането на План за развитие на енергия от ВИ, в т.ч. извършване на контрол по неговото изпълнение е в правомощията на министъра на енергетиката.

По отношенията на издадените становища за присъединяване на ВИ, следва да се има предвид, че не са налице данни дали са концентрирани в определени райони, както и анализ дали, ако се изградят всички ВИ централи, за които са издадени становища за присъединяване ще се достигне ли до заложеното за 2030 г. като дял на зелена енергия от общото производство. Въпросът относно стратегията и преференциите за ВИ, с които ще се зареждат приоритетно електромобили е от компетенциите на политиката в сектор „Енергетика“ и сектор „Транспорт“, която се провежда от министъра на енергетиката и съответно министъра на транспорта и информационните технологии.

10. Становище с вх. № Е-12-00-260 от 28.05.2021 г. от Сдружение „Асоциация на производителите на биогаз“(АПБ, Асоциацията).

АПБ заявява, че по отношение на годишната актуализация на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса през последната година се

наблюдава значителен ръст в цените на използваните от дружествата суровини за производството на енергия (с около 11%). АПБ посочва, че има съществен ръст на цените на горивата за транспорта, като за последната година цената на дизеловото гориво се е повишила с 7,2%, както и е налице постоянна тенденция към повишаване на средната работна заплата, като за последната година е повишена с 8,8%. Асоциацията предлага предвид повишението на разходите и по трите ценообразуващи елемента, да бъде направено детайлно обследване на всички ценообразуващи елементи, в резултат на което преференциалната цена на електрическата енергия произведена от биомаса да бъде актуализирана със съответните коефициенти в синхрон с горепосоченото.

Комисията счита горните възражения за неоснователни.

Съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, КЕВР ежегодно до 30 юни, актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата.

В тази връзка при актуализирането на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса се взема предвид - процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието, храните и горите годишни индекси за изменение на цените на тези суровини (чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ). Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на съответния ценообразуващ елемент за предходната отчетна година – чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ. Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата се определя въз основа на данните от Националния статистически институт за изменението на средната работна заплата за предходната календарна година – чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ.

Видно от горното, следва да се има предвид, че Комисията актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи, съгласно информация от официални източници, изрично посочени в ЗЕВИ.

11. Становище с вх. № Е-13-266-2 от 16.06.2021 г. от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД.

Дружеството заявява, че посоченият от КЕВР коефициент, по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, умножени със съответните индекси за изменението. Дружеството счита, че съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ коефициентът следва да отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи. Според дружеството процентът на изменение на разходите посочен от НСИ и съответно от МЗХГ не е приложен към стойността на отделните елементи, а към тяхната относителна тежест във формулата, което счита за неправилно.

Според дружеството в проекта за решение необосновано и неправилно са посочени стойности за преференциална цена, които не отговарят на изискванията на закона и посочения в него ред за актуализация на преференциалната цена. Според „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, полученият коефициент, който е неправилно изчислен, не е приложен към коректна базисна стойност. Дружеството заявява, че не е посочено коя е стойността, която се актуализира и по този начин е напълно неясно как са се получили стойностите на преференциалната цена по проекта на решението.

Според дружеството, съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ с получения съгласно чл. 32, ал. 5 коефициент се актуализира „преференциалната цена“, а не отделни нейни елементи. В тази връзка дружеството счита, че имайки предвид граматическото и систематично

тълкуване на разпоредбите на чл. 32 от ЗЕВИ, определеният от КЕВР коефициент следва да се приложи към цялата стойност на преференциалната цена определена от КЕВР с предходни решения. В допълнение посочва, че в случая това биха могли да бъдат Решение № Ц-19 от 2013 г. или Решение № Ц-17 от 2019 г. Дружеството изчислява, че ако се вземе за базисна цена стойността определена по Решение № Ц-19 от 2013 г., то би следвало коефициентът за актуализация да отразява изменението в елементите по чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ за периода от 2013 г. до 2020 г. Дружеството посочва, че това не е така, предвид посоченото в ал. 6-8 от чл. 32 от ЗЕВИ, а именно че се взимат предвид измененията в стойностите за предходната година, т.е., че законодателят е имал предвид ежегодна актуализация на стойностите за преференциална цена за електрическа енергия определени (актуализирани) с решение на КЕВР през предходната година. Дружеството допълва, че в настоящия случай предходна е 2020 г. и стойностите определени с Решение № Ц-27 от 2020 г. на КЕВР, поради което, коефициента посочен на стр. 10 от проекта за решение следва да се приложи към стойността на преференциалната цена определена с Решение № Ц-27 от 2020 г. на КЕВР.

Според „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, възвръщаемостта на капитала не е разход, поради което коефициентът не следва да се прилага спрямо този елемент.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че съгласно чл. 32 от ЗЕВИ като ценообразуващи елементи се посочват „разходи“ за суровини, за труд и за транспорт, като счита че КЕВР в досегашната си практика неправилно тълкува понятието „разходи“ само като „цена“, особено по отношение на разходите за суровини. Според „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, в понятието разход следва да се включва и количеството суровина, което зависи от нейния вид, влажност и други съществени елементи. В допълнение дружеството посочва, че количеството суровина използвана за производство на електроенергия от биомаса зависи и от броя часове на работа на централите, от тяхното КПД, използваната енергия за собствени нужди и т.н. По изчисления на дружеството след правилно определяне на количеството суровина, може да се добави и цената на необходимата суровина, за да се получи правилната стойност на ценообразуващия елемент „разходи за суровина“.

По отношение на останалите ценообразуващи елементи дружеството посочва, че за разлика от предходни ценови решения, в проекта на решение не се съдържат данни относно останалите ценообразуващи елементи, заложени в ценовия модел.

По отношение на заложената в ценовия модел инсталирана електрическа мощност в размер на 2 500 kW дружеството твърди, че инсталирана номинална електрическа мощност в размер на 2 500 kW е неправилно, предвид на това, че експлоатационните разходи във формулата са посочени за производството на електрическа енергия за 1 MW и цената се определя също не за 2,5 MW, а на 1 MW, което води до занижение с повече от 10% в размера на определената цена.

По отношение на заложените в ценовия модел стойности на влажност, съответно калоричност на суровината дружеството посочва, че заложените в ценовия модел стойности на влажност, съответно калоричност на суровината е варирала през последните години, като в последните ценови решения е заложена на 2 600 kcal/kg. Дружеството заявява, че това е калоричност, която може да се постигне при суха дървесина с коректно заложената от КЕВР влажност от 15%. „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че дървесните остатъци и отпадъци са капаци, изрезки и др. отпадъци от дърводобива и дървообработването, които са с ниска калорична стойност и висока влага**.** По изчисления на дружеството, в този вид суровина има водно съдържание (влажност) около 50% (т.е. повече от 3 пъти по-висока от приетата от КЕВР), а енергийната калоричност е около 1 200 kcal/kg. (т.е. повече от два пъти по-ниска от приетата от КЕВР).

Предвид гореизложеното дружеството прави извод, че в ценовия модел, прилаган за сегмента директно изгаряне на дървесни остатъци и дървесни отпадъци, е приложен друг модел - изгаряне на високо-енергийно гориво (пелети или чиста суха дървесина). В

допълнение „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че ползва прясна отпадна дървесина, като в инвестицията и експлоатационните разходи (съответно нормата на възвръщаемост) не са предвидили инсталации за допълнително сушене.

По отношение на заложените в ценовия модел пълни ефективни работни часове в размер на 7 000 часа „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва че, в ценовия модел на КЕВР е заложено, че ефективните работни часове са 7 000. Дружеството заявява, че максималната продължителност на работа на централи от типа като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД се намалява до средно 5600 ефективни часа при отчитане на различни фактори (аварийни ситуации, профилактика, вътрешна консумация).

Според дружеството производител е налице противоречие при залаганите от КЕВР параметри при определяне на цената, като посочва, че ако в ценовия модел се залага производство от 5 400 kWh, то преференциалната цена следва да е по-висока, за да се осигури предвидената норма на възвръщаемост на капитала.

По отношение на заложената в ценовия модел електрическа ефективност от 24%, дружеството посочва, че в ценовия модел на КЕВР е заложена електрическа ефективност от 24%, като общото КПД на инсталацията на централа от вида като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е 16-18%. Дружеството заявява, че дори да се приеме, че КПД-то на централата е по-голямо, по изчисления на дружеството по отношение на разходите за суровина за производството на 1 MWh енергия, са необходими приблизително 4 тона суровина, което не е отчетено от КЕВР.

По отношение на експлоатационните разходи, дружеството посочва, че в проекта на решение е отразено, че експлоатационните разходи са 195,71 лв./MWh, като в тези разходи влизат разходи за ремонт, за работни заплати, за горива за транспорт на суровини и разходите за суровини. Според дружеството експлоатационните разходи са пресметнати некоректно, като не е съобразено, че за производството на 1 MWh енергия са необходими 4 тона суровина. По изчисление на дружеството цената на суровината като част от експлоатационните разходи следва да е приблизително 330,00 лв./MWh.

По отношение на определянето на прогнозна цена и премии.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД възразява срещу извършения подход, при определянето на пазарната цена за производство на електрическа енергия, произведена от биомаса при извършена симулация с участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД. Счита, че определената пазарна цена за целия сектор на производители на енергия от биомаса, въз основа на анализ само за един участник е незаконосъобразно.

Дружеството посочва, че в България има и други производители на електрическа енергия от биомаса, като един от тях е и „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД. Според дружеството централите, произвеждащи електрическа енергия от биомаса са малко на брой, поради което счита, че КЕВР следва да извърши симулация с участието на всички централи и така да получи реални осреднени данни. „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че централата на „Монди Стамболийски“ ЕАД, използвана за симулацията е вътрешнозаводска централа, която е с различен цикъл на производство от другите централи на биомаса и използва различен тип суровина - отпадъчна биомаса от производството си, като само за част от производството на електрическа енергия използва суровина като другите централи на биомаса.

Дружеството заявява, че подходът за определяне на групови цени е коректно използван при определяне на премията за другите групи производител - от слънчева, вятърна енергия и ВЕЦ, като посочва, че Комисията следва да използва същия подход и при определяне на премията и за централите произвеждащи електрическа енергия от биомаса.

Според дружеството при определяне на груповия коефициент, КЕВР не е отчела спецификите при различните производители от ВИ. Дружеството счита, че не е взето предвид, че вятърните централи, както и централите за производство на енергия от биомаса имат 24-часов работен цикъл, като произвеждат и продават енергия и в период, в

който търсенето е значително по-малко, съответно цената е по-ниска. Дружеството счита, че не е взето предвид, че от новия ценови период производителите ще продават произведената енергия по цени на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), където цените в часовете off-peak и в неработни дни (събота, неделя и празници) са значително по-ниски.

Комисията счита горните възражения за неоснователни.

По отношение на становищата във връзка с актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ЕЦ работещи на биомаса:

Възраженията, че **коефициентът по чл. 32, ал. 5** от ЗЕВИ не е приложен към стойността на отделните елементи, а към тяхната относителна тежест във формулата, са неоснователни тъй като при изчисляването на коефициента в изчислителната формула е получена стойност, равна на сбора от произведенията на относителните дялове на съответния разход и процентите на изменение на разходите, предоставени от НСИ и МЗХГ. Полученият общ коефициент е приложен към стойността на отделните елементи, следователно същият е отразен при актуализирането на преференциалната цена. Следователно е изпълнено изискването на чл. 31, ал. 5 от ЗЕВИ.

Твърденията, че с горепосочения коефициент следва да се актуализира преференциалната цена, а не отделните ценови елементи, са неоснователни, тъй като не е в съответствие с изискванията на чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ.

По отношение на изложеното от дружеството, че е неясно дали се актуализират цените от 2013 г. или от 2019 г., следва да се има предвид, че правилата за ежегодното актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, са регламентирани в чл. 32, ал. 4-8 от ЗЕВИ. В тази връзка съответната утвърдена преференциална цена се актуализира на база актуализираната през предходната година стойност на ценообразуващите й елементи.

По отношение на изложеното от дружеството, че възвръщаемостта на капитала не е разход, поради което коефициентът не следва да се прилага спрямо този елемент, следва да се има предвид, че възвръщаемостта на капитала може да не е част от експлоатационните разходи, но е ценообразуващ елемент, който участва във формулата заложена в НРЦЕЕ, като елемент от необходимите годишни приходи (НГП), които се формират като сбор от нормата на възвръщаемост (НВ) и прогнозните годишни разходи (ПГР=УП + ПР).

По въпросите, касаещи казуси във връзка с открити и/или приключили съдебни производства и по отношение на ценообразуващите елементи, предвид изложеното в становището от дружеството в т.1.3. (вкл. от т.1.3.1. до т.1.3.5.) следва да се има предвид, че касаят други административни производства. Настоящото производство се разглежда по реда на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, с което е регламентирано задължението на Комисията ежегодно до 30 юни да актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи по ал. 2, т. 6, 7 и 8, от което следва, че изменение и съответно преглед на други ценообразуващи елементи извън посочените по-горе не подлежат на преразглеждане при ежегодната актуализация на цените в сектор ВИ. В допълнение следва да се има предвид, че посочените твърдения за неверни изходни данни в ценовия модел, като: заложена електрическа мощност, калоричност на суровината, процент на влажност на същата и специфичен разход на суровината, не следва и няма как да отговарят на индивидуалния разход на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, предвид факта, че цените се формират по групи производители, а не на база индивидуалните характеристики на дадена електрическа централа. Обратното би означавало автоматично нарушение на чл. 23, ал. 4 и ал. 5 от ЗЕ.

По отношение твърдението на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, че експлоатационните разходи не са определени коректно, следва да се има предвид, че

експлоатационни разходи в размер на 195,71 лв./MWh са част от определената цена посочена в настоящото решение на КЕВР в размер на 295,02 лв./MWh за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (с комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW. В тази връзка следва да се отбележи, че законодателят не е вменил задължение на Комисията да отразява индивидуалните разходи на съответната електрическа централа, такова изключение би означавало да се приложи различен подход при ценообразуването спрямо останалите производители в сектора, както и това да натовари необосновано крайните клиенти с допълнителен разход, който те ще трябва да заплатят.

По отношение на твърдението че в ценовия модел, прилаган за сегмента директно изгаряне на дървесни остатъци и дървесни отпадъци, е приложен друг модел - изгаряне на високо-енергийно гориво (пелети или чиста суха дървесина) и във връзка с начина на калкулиране на разходите за суровини за производство на енергия от биомаса, следва да се има предвид, че по отношение на размера на ценообразуващите елементи при актуализиране на преференциалната цена за електрическа енергия, произведена от електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (с комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW, същите не следва да отразяват разходите и/или индивидуалните горивни характеристики на дадена електрическа централа.

Предвид всичко гореизложено, следва да се има предвид, че ако даден инвеститор смята бизнеса си, респективно технологията която ползва за нуждите на производството на електрическа енергия за непечеливш, то той би преустановил дейността си или би сменил технологията с която работи, с друга по-благоприятна за ресурса, който използва.

В тази връзка следва да се има предвид, че индивидуалните управленски решения не са обект на анализ от страна на КЕВР.

Предвид гореизложеното следа да се има предвид, че заложените стойности не представляват индивидуален модел за отразяване на конкретните особености и разходи на отделен участник в групата, ограничена по инсталираната мощност, а обща рамка, която осигурява на инвеститора заложената възвръщаемост за годините на експлоатация, при спазване на заложените параметри в него.

По отношение на становищата във връзка с определянето на прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.:

Съгласно § 1, т. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW.

В изпълнение на § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., премията се определя ежегодно от КЕВР в срок до 30 юни като разлика между определената до влизането в сила на този закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник.

В тази връзка за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа

енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия, следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена.

Начинът на определяне на прогнозната пазарна цена е подробно разписан в Раздел IIIа от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (Методика за определяне на прогнозна пазарна цена), където съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси. След което Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група производители на пазара ден напред за предходната календарна година (чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ).

Прогнозната пазарна цена за всеки ценови период за съответната група се определя като произведение от определената цена за базов товар и груповия коефициент, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за предходната календарна година (чл. 37в от НРЦЕЕ).

Постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред се определя, като се симулира участие на пазара ден напред за предходната календарна година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 (деня преди доставката) на част от производителите от съответната група, сумата от чиято обща инсталирана мощност представлява поне 10 на сто от общата инсталирана мощност на всички производители, на които се дължи премия, попадащи в тази група (чл. 37б, ал. 4 от НРЦЕЕ).

В допълнение към гореизложеното, следва да се има предвид, че при определяне на прогнозната цена на електрическата енергия от различните видове ВЕИ производители, по отношение на броя дружества, с които е извършена симулацията за производителите на електрическа енергия от биомаса – в случая е само „Монди Стамболийски“ ЕАД.

Причината, поради която са използвани по-малко дружества е, че производителите от биомаса са много малко. В тази връзка, следва да се има предвид, че са използвани графиците, които „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) е предоставило. Тези графици включват всички централи, които не са имали ремонт и са работили 12 месеца през годината и които са преки членове на балансиращите си групи. В тази връзка, за определянето на прогнозната пазарна цена по групи производители, за които е определяна премия, единствено могат да се използват преки членове, тъй като те имат индивидуални графици. Предвид това, за нуждите на симулацията са използвани графиците на всички производители, преки членове, които ЕСО ЕАД е предоставило на Комисията.

Предвид гореизложеното, е извършен обективен анализ, отразяващ реалната ситуация на пазара и премията е определена при спазване изискванията на нормативната уредба - като разлика между определената до влизане в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник, която обезпечава нормалното функциониране на дружествата от сектора.

12. Становище с вх. № Е-04-40-1 от 18.06.2021 г. от Асоциация „Хидроенергия“ (Асоциацията, АХ).

Асоциацията посочва, че в проекта на решението при определянето на прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW е определена ППЦ в размер на - 114,99 лв./MWh като при определянето на цената не са взети предвид цените за периода януари-май 2021г., на пазарен сегмент „ден-напред“ на БНЕБ ЕАД. Според Асоциацията включването на тези цени на сегмент „ден напред“ от началото на текущата година при определянето на груповите коефициенти, отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред ще доведе до по-ниска стойност на груповия коефициент, което от своя страна ще се отрази в намалена прогнозна пазарна цена, имайки предвид, че същата се определя като произведение от прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент.

На следващо място Асоциацията отбелязва, че производители от ВЕЦ, избрани от Комисията за участие в симулацията, не представляват обективна извадка за групата на първичния енергиен източник - водна енергия, поради техническите особености на различните типове ВЕЦ. Това, според Асоциацията, води до изкривяване на резултатите от симулация за изчисляване на среднопретеглената цена за пазара ден напред, което очаквано намира отражение в групов коефициент, който посочват, че е по-висок от реално постигания от сектора, като считат, че това оставя без премия всички ВЕЦ в групата, което ще доведе до драстични загуби и влошаване на финансовото състояние на дружествата от сектора.

Асоциацията обръща внимание, че през предходния регулаторен период (01 юли 2020 г. - 30 юни 2021 г.), опериращите в сектора дружества са сключили договори за изкупуване на електрическа енергия на цени по-ниски от ППЦ. В допълнение посочва, че производителите на електрическа енергия, произведена от ВЕЦ не са достигнали референтната цена от 90,95 лв./MWh по решението на Комисията от 01.07.2020 г., поради което посочва, че са понесени значителни загуби, намиращи израз в над 3% отклонение от ППЦ. По изчисление на Асоциацията, определянето на нулев размер на дължимата премия, през следващия регулаторен период ще постави под допълнителен натиск всички производители на енергия от ВЕЦ като очаквано това ще се отрази в приблизителни загуби от 11%, което ще доведе до допълнителни сътресения в енергийната система и ще рефлектира върху търговските банки, кредитори на производителите на енергия от ВИ, което би било в противоречие с целта и концепцията на възстановителния фонд „ЕС в следващото поколение“ на Европейската комисия.

Асоциация „Хидроенергия“ заявява, че като производители на възобновяема енергия, ВЕЦ са зависими в най-висока степен от пазарната цена, поради факта, че в проекта на решение не е предвидена премия за определена категория ВЕЦ, които представляват. Поради, което от Асоциацията настояват за преразглеждане на определените от Комисията прогнозни пазарни цени като настояват при определянето на груповите коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „ден-напред“ и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на същия пазарен сегмент, да бъдат осреднени стойностите за по-дълъг период от време, а не да се вземат предвид само показателите от последната година. От Асоциацията заявяват, че искането им е свързано с необходимостта от отчитане на динамиката и отклоненията на хидрологията за всяка отделна година, които влияят на годишното помесечно разпределение на произведената електроенергия от ВЕЦ. В резултат на това в становището си АХ посочва, че в определени години работят в условия на намалени водни количества, което е предпоставка за изкривяване на резултатите. Асоциацията счита, че отклонението на прогнозната от пазарната цена ще засегне най-силно водния сектор, тъй като ВЕЦ осигуряват възобновяема енергия с най-ниска цена, респективно

делът на компонентата от цената, получавана от свободния пазар, ще бъде най-висок.

Асоциацията изтъква, че производителите на енергия от ВЕЦ са единствените, които заплащат такса за използвания ресурс, а именно - въведено драстично увеличение на таксите за водовземане, съгласно Тарифа за таксите за водовземане за ползване на воден обект и за замърсяване. Посочва се, че увеличението се осъществява поетапно в рамките на 5-годишен период, като изчисляват, че в края на 2021 г. същото ще възлиза на 201% спрямо първоначално дължимите такси. В тази връзка, Асоциацията прави заключение, че за групата производители на електрическа енергия от ВЕЦ няма да се дължи премия и предлага Комисията да обмисли механизъм, който предвижда минимално дължима премия, при подобни хипотези, за да се запази реален стимул за производството на възобновяема енергия от ВЕЦ.

Комисията счита горното становище за неоснователно.

По отношение на определената ППЦ и искането на Асоциация „Хидроенергия“ да бъде включен и периодът от началото на 2021 г., КЕВР счита, че това предложение противоречи на изискванията на чл. 37б от НРЦЕЕ, съгласно който Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. Периодът от 01.01.2021 г. ще бъде използван при определяне на груповите коефициенти за регулаторният период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Относно твърдението на Асоциация „Хидроенергия“, че производителите с ВЕЦ, избрани от Комисията и които участват в симулацията, не представляват обективна извадка за групата на първичния енергиен източник следва да се отбележи, че тази група производители е избрана в съответствие на чл. 37б, ал. 4 от НРЦЕЕ, като същата е използвана при симулациите през предходните два регулаторни периода, с оглед спазването на принципите за последователност, проследимост, прозрачност и недискриминационно отношение е коректно да се запазят. Също така следва да се имат предвид и изложените по-горе аргументи за неоснователност на възраженията на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД по отношение на механизма на формиране на прогнозната пазарна цена. Направеното искане при определянето на групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „ден напред“ и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на същия пазарен сегмент, да се осредняват стойностите за по-дълъг времеви период, а не да се вземат предвид единствено показателите от последната година, противоречи на чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ. По отношение създаването на механизъм, предвиждащ минимално дължима премия за някои производители, КЕВР счита, че за въвеждането на такъв липсва правно основание в действащата нормативна уредба.

По отношение на целта и концепцията на възстановителния фонд „ЕС в следващото поколение“ на Европейската комисия, следва да се има предвид, че сред основните му цели е да осигури справедливо социално-икономическо възстановяване и съживяване на единния пазар, като гарантира еднакви условия на конкуренция, което от своя страна не накърнява по никакъв начин правата на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници, ползващи преференциални цени на изкупуване.

В допълнение към всичко гореизложено следва да се има предвид, че КЕВР има правомощия да променя прогнозната пазарна цена по време на ценовия период при съществени отклонения. Пазарният риск се носи вече от производителите на енергия от ВИ и в зависимост от това как си управляват продажбите, от което може да последва, както вариант при който даден производител да надвземе, така и да недовземе. Помощта се предоставя за достатъчно дълъг период от време, поради което е възможно да се появят отклонения, които в рамките на преференциалния период да се нетират, в което всъщност се изразява и смисъла на така наречения „пазарен риск“ при продажбата на електрическа енергия на някоя от платформите на организирания борсов пазар.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, както и на постъпилите писмени становища, Комисията приема за установено следното:

I. Общи принципи при определянето на преференциалните цени

Основните фактори, използвани за определяне на нивото на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, са размерът на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване към съответната преносна или разпределителни мрежи, нивото на експлоатационните разходи, разходите за амортизация, определени на основата на среден полезен технико-икономически живот на активите и възвръщаемост. Преференциалните цени отразяват вида на ВИ, инсталираната мощност на обекта, мястото и начина на монтиране на съоръженията.

При определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са използвани данни от следните източници: официални доклади на „Фраунхофер“ институт към 16.09.2020 г.[1] и от 14.05.2021 г.[2], (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, pv-magazine.com[3], pvxchange.com[4], pv-financing.eu[5] и IRENA (International Renewable Energy Agency[6]).

Данните от доклади на „Фраунхофер“ институт, pvxchange.com, pv-magazine.com, pv-financing.eu и IRENA, предлагат обобщен анализ на фотоволтаичните модули на европейския пазар през последните месеци, с отчитане, както на движението на пазара по отношение на цената на фотоволтаичния панел, така и на инвестиционните разходи за изграждане на нови соларни паркове в страните членки на Европейския съюз (ЕС). От прегледа на информацията в посочените източници, става ясно, че цените на слънчевите панели са намалели значително през последните години, като инвестиционните разходи за покривни системи за фотоволтаични електрически централи (ФтЕЦ) са пряко повлияни от няколко фактора: пазарната политика сред производителите на такъв тип системи в световен мащаб, периодите на доставка, презапасяването на някои строители в сектора с панели на склад и наличието на адекватни строителни участници на пазара, които да успяват да реализират строителството на такива конструкции, качествено и в срок.

Видно от извършения анализ представен в доклада от 16.09.2020 г. на „Фраунхофер“ институт, по отношение на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че е посочен размер от 1 050 евро/kWp за групата мощности от 10 kWp до 100.

Извършен е анализ на данни и от друг източник, а именно – pvxchange.com, от който е видно, че средната нетна цена на фотоволтаичните модули за периода март 2020 г. – март 2021 г. при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp е намалена с 10,53% от 0,38 евро/Wp за месец март 2020 г. на 0,34 евро/Wp към месец март 2021 г.

В тази връзка при определяне на цената на електрическата енергия за ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии се приема за обосновано от технико-икономическа гледна точка, нивото на инвестиционните разходи за двата мощностни диапазона да се преизчислят, като бъдат коригирани на база

---

[1] https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf

[2] https://www.ise.fraunhofer.de/

[3] https://www.pv-magazine.com/module-price-index/

[4] https://www.pvxchange.com/

[5] http://www.pv-financing.eu/

[6] https://www.irena.org/

международния опит, както и придобития и изграден опит в страната при изграждането на подобен тип инсталации.

За определяне на средногодишната производителност на ФтЕЦ са взети предвид предоставените данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), с отчетна информация за 2020 г. на средногодишна продължителност на работа на ФтЕЦ за Р България, в размер на 1 380 часа. В тази връзка нетното специфично производство на електрическа енергия за една година е в размер на 1 380 kWh/kWp.

Предвид изложеното, при използване на модул „Crystalline silicon" с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за Р България възлиза на 1 423 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32˚, което съответства на 1 380 kWh/kWp нетно специфично производство на електрическа енергия за една година.

При определяне и/или актуализиране на преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ, следва да се има предвид, че преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива, взети от официални източници и отразяващи международния опит, както и придобития и изграден опит в страната. Цените са определени чрез изчисляване на настоящата стойност на финансовите потоци, получени чрез осреднени необходими приходи при по-долу посочените ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници.

II. Ценообразуващи елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ:

1. Инвестиционни разходи

Размерът на инвестиционните разходи за всички видове ВИ отразява всички инвестиционни разходи за оборудване и съоръжения, специфични инвестиционни разходи, в зависимост от технологията, включващи електрическите инсталации и инвертори, стоманени конструкции, разходи за развитие на проекта, включително идейни и технически проекти, административни разходи и такси, разходи за присъединяване на енергийния обект, както и други непланирани инвестиционни разходи.

При определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид данните на капиталовите разходи за ФтЕЦ към 16.09.2020 г. и от 14.05.2021 г. по данни на Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), pvxchange.com, pv-financing.eu, pv-magazine.com и IRENA за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на ЕС, съгласно източниците на информация посочени в настоящия доклад, представляващи осреднени капиталови разходи в този период от време.

На база изложеното в общите принципи, стойностите на инвестиционните разходи за ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, за новия ценови период са определени, като е приложен основен размер на инвестицията от 1 050 евро/kWp, с отразено намаление на цената на фотоволтаичните модули с 10,53% и при средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 380 часа на база предоставената информация от АУЕР.

В допълнение към горното и на база служебно известна информация от оферти за изграждане на подобен тип инсталации, по отношение на размера на инвестиционните разходи са извършени изчисления, при които е отчетен, както международния опит, така и придобития и изграден опит в страната. Същите са коригирани, като за групата ФтЕЦ до 5

kWp разходите са с 14,00% по-високи, спрямо тези за групата над 5 kWp до 30 kWp. В резултат на това инвестиционните разходи за новия ценови период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са, както следва:

- за групата ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp в размер на 939 евро/kWp;
- за групата ФтЕЦ с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp в размер на 808 евро/kWp.

2. Инфлация

За корекция на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от ВИ за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия при образуването на цени за производители на електрическа енергия от ВИ, е приложена прогнозна годишна инфлация от 2%.

3. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала

При определянето на преференциалните цени за задължително изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, е икономически обосновано да бъде определена еднаква целева стойност на нормата на възвръщаемост на капитала, при еднаква целева капиталова структура на собствения и привлечения капитал. В тази връзка при реалното прилагане на определените преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Нормата на възвръщаемост е определена в съответствие с макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата в размер на 7%. Конкретната стойност е постоянна величина, действаща за нормативно определен период от време и се явява среднопретеглена за целия период на задължителното изкупуване на електрическата енергия. Следователно, и съставляващите я ценови параметри като финансовите разходи, отразени в нивото на нормата на възвръщаемост представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията, а не са определени като относими към дадена календарна година.

В тази връзка следва да се отбележи, че същите параметри на нормата на възвръщаемост се прилагат като ценообразуващ елемент при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произвеждана от всички видове ВИ и технологии, което гарантира принципа по чл. 23, ал. 1, т. 5 от ЗЕ, изискващ осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия. В допълнение, среднопретеглена норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи и произтичащи от закона задължения, и следва да се запази.

4. Средногодишна продължителност на работа на централите

Във връзка с определянето на средногодишната продължителност на работа на ФтЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-5 от 12.04.2021 г. е изискана информация от АУЕР, относно отчетените средно-ефективни стойности на работа за страната в годишен аспект, количествата произведена електрическа енергия и инсталираните мощности, като са отчетени средните нетни пълни ефективни часове в Р България за 2020 г.. В тази връзка с писмо с вх. № Е-04-13-5 от 16.04.2021 г. АУЕР предоставя исканата информация като посочва средните нетни пълни ефективни часове след приспадане на собствените нужди, а именно:

Осреднено за Р България, средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 380 часа, което се равнява на 1 380 kWh/kWp нетно специфично производство (НСП).

5. Размер на експлоатационни разходи

Допустимите експлоатационни разходи, подлежащи на регулаторен контрол, са

свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията, съобразно съответните технически стандарти. Те се формират основно от разходи за ремонт и поддръжка, застраховки, разходи за почистване и др., които са осреднени за периода на изчислената анюитетна цена, съгласно източниците на информация посочени в настоящия доклад. Размерът на експлоатационните разходи е определен като процент от инвестиционните разходи.

Предвид факта, че преференциалната цена се определя за дългосрочен период, през който съществуват възможности за оптимизация чрез използване на бързото развитие на инженерните технологии и предприетата от собственика на централата стратегия на поддръжка, средната стойност на експлоатационните разходи следва да е в границите на минималните нива възприети от инвеститорите в световен мащаб.

Разходите за поддръжка в действащите цени на електрическата енергия, произведена от ФтЕЦ, включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., като за ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kWp представляват в годишен план 3,5% от инвестиционните разходи, а за ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp представляват 3,00% от инвестиционните разходи за целия петнадесет годишен период на преференциални цени.

6. Полезен живот на активите и разходите за амортизации

Разходите за амортизации са изчислени при прилагане на линеен метод и в зависимост от осреднен полезен живот на активите и средната стойност на инвестицията за различните видове ВИ. Съоръженията, машините и оборудването, които се влагат в изграждането на съответния вид централа според вида инсталация, имат различен технико – икономически живот. В тази връзка разходите за амортизация са осреднени и са изчислени на база полезния живот на основното оборудване при отчитане на инвестиционните разходи за изграждане на нова централа.

В допълнение към горното и предвид разпоредбата на чл. 31, ал. 2, т. 1 от ЗЕВИ, договорите за изкупуване на електрическа енергия, сключени между крайните снабдители и производителите, следва да бъдат в съответствие чл. 31, ал. 3 от същия, като сроковете по ал. 2 текат от датата на въвеждане в експлоатация на енергийния обект, съответно от датата на въвеждане в експлоатация на първия етап, при поетапно въвеждане в експлоатация, а за обектите по чл. 24, т. 1 - от датата на сключване на договор за изкупуване на електрическата енергия. За енергийни обекти, въведени в експлоатация, и инсталации, монтирани след 31 декември 2015 г., сроковете за изкупуване се намаляват със срока от тази дата до датата на въвеждането в експлоатация, съответно монтирането.

В тази връзка при определянето на преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ФтЕЦ до 30 kWp е определен 15-годишен амортизационен срок на активите, съответстващ на възприетия полезен живот на активите, който съответства и на остатъка от преференциалния такъв.

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВИ

I. Определяне на цената на електрическата енергия, ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии:

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от ФтЕЦ, са следните:

1. Инвестиционни разходи на kWp в размер на:

– с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да

бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 1 837 лв./kWp;

– с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 1 580 лв./kWp;

2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, материали и др. разходи, свързани с производствения процес, в размер на:

– с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 49,98 лв./MWh;

– с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 36,84 лв./MWh;

3. Полезен живот на активите – 15 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;

5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 380 часа, което се равнява на 1 380 kWh/kWp нетно специфично производство;

6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7%.

Предвид горното, преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, са както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kWp, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**193,33**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	49,68	25,70%
за разходи за амортизации	92,94	48,07%
за възвръщаемост	50,71	26,23%
ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**160,11**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	36,62	22,88%
за разходи за амортизации	79,93	49,92%
за възвръщаемост	43,56	27,20%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА

КЕВР е определила на основание чл. 32, ал. 1 от ЗЕВИ нови цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, със свои Решения № Ц-18 от 20.06.2011 г., № Ц-35 от 27.10.2011 г., № Ц-018 от 28.06.2012 г., № Ц-19 от 28.06.2013 г., № Ц-13 от 01.07.2014 г., № Ц-1 от 28.01.2015 г., № Ц-24 от 30.06.2015 г. и № Ц-36 от 09.11.2015 г., които следва да бъдат актуализирани по реда на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ.

Във връзка с горното е направен анализ на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, въз основа на което се установи следното:

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за горива за транспорта и на разходите за труд и работна заплата с писмо с изх. № Е-04-24-2 от 13.04.2021 г. е изискана информация от Националния статистически институт (НСИ), относно процента на тяхното изменение през 2020 г., спрямо предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-04-24-2 от 21.04.2021 г. с посочени процентите на изменение, както следва:

– Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2020 г. спрямо предходната календарна година въз основа на данните за изменението на средната работна заплата за 2020 г. от 9,4% е в размер на 16 642 лв., спрямо 15 209 лв. за 2019 г.

– Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2020 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 88,89% т.е. средногодишната инфлация е -11,11%.

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса с писмо с изх. № Е-03-13-1 от 13.04.2021 г. от министъра на земеделието, храните и горите е изискана информация, относно годишните индекси за изменение на цените на суровините за производство на електрическа енергия от биомаса за предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-03-13-1 от 27.04.2021 г., от което е видно, че средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2020 г. - 31.03.2021 г. спрямо периода 01.04.2019 г. - 31.03.2020 г. е 96,4 на сто, т.е.-3,6%.

При изчислението на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса е в размер 0,00%, в случаите на актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, когато производителите ползват за суровина - растителни и животински субстанции, индустриални отпадъци и/или растителни отпадъци, получени от собствено производство, както и в случаите, когато използваната суровина е от животински произход или от растителен произход, различен от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци.

С оглед горното е извършена актуализация на определените от КЕВР цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, които са намерили приложение по отношение на въведени в експлоатация енергийни обекти.

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-11 ОТ 14.06.2017 г.

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 49,08 лв./MWh, или 16,69%;

1.2. Разходи за горива на транспорта, са в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,59 лв./MWh, или 3,94%;

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 122,23 лв./MWh, или 41,57%;

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 15,18 лв./MWh, или 5,16%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

- За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е -1,37%, получен при следната формула:

-1,37%=39,16%*(-3,6%)+3,71%*(-11,11%)+4,86%*9,4%.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалната цена, по която обществения доставчик, съответно крайните снабдители следва да изкупуват електрическата енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци е както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**294,01**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	198,08	67,37%
за разходи за амортизации	54,33	18,48%
за възвръщаемост	41,60	14,15%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-24 ОТ 30.06.2015 г.

I. Актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 69,85 лв./MWh, или 14,04%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 66,76 лв./MWh, или 14,57%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 65,08 лв./MWh, или 13,08%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,79 лв./MWh, или 8,69%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 25,91 лв./MWh, или 5,21%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 30,59 лв./MWh, или 6,68%.

1.4.Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 187,71 лв./MWh, или 37,74%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 221,59 лв./MWh, или 48,37%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия,

разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW е 0,61%, получен при следната формула: **0,61%=23,82%*0,00%+4,88%*(-11,11%)+12,24%*9,4%.**

- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW е 0,07%, получен при следната формула: **0,07%=31,08%*0,00%+6,36%*(-11,11%)+8,27%*9,4%.**

Въз основа на горното, актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от горепосочените групи електрически централи, както и техните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**497,40**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	348,55	70,08%
за разходи за амортизации	84,12	16,91%
за възвръщаемост	64,72	13,01%
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	**458,10**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	358,73	78,31%
за разходи за амортизации	56,08	12,24%
за възвръщаемост	43,29	9,45%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 74,94 лв./MWh, или 18,31%.

1.2.Разходи за работни заплати, в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 71,37 лв./MWh, или 17,44%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 13,59 лв./MWh, или 3,32%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 89,65 лв./MWh, или 21,91%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

-За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW е 1,17%, получен при следната формула: **1,17%=0,00%*0,00%+3,05*(-11,11%)+16,01%*9,4%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**409,24**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	249,55	60,98%
за разходи за амортизации	90,25	22,05%
за възвръщаемост	69,45	16,97%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-1 ОТ 28.01.2015 г., В ЧАСТТА ПО Т. 6

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 100,69 лв./MWh, или 28,78%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,95 лв./MWh, или 4,56%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,72 лв./MWh, или 1,92%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

-За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 49,35 лв./MWh, или 14,10%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е –0,12%, получен при следната формула:

-0,12%=8,66%*(-3,6%)+1,73%*(-11,11%)+4,10%*9,4%.

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**349,87**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	172,70	49,36%
за разходи за амортизации	100,35	28,68%
за възвръщаемост	76,82	21,96%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-13 ОТ 01.07.2014 г.

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 78,94 лв./MWh, или 20,27%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 15,08 лв./MWh, или 3,87%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 7,36 лв./MWh, или 1,89%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 164,35 лв./MWh, или 42,20%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

- За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW е 0,15%, получен при следната формула: **0,15%=15,65%*0,00%+1,79%*(-11,11%)+3,68%*9,4%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW		

Цена, в т.ч.	**389,44**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	265,73	68,23%
за разходи за амортизации	67,60	17,36%
за възвръщаемост	56,11	14,41%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 93,18 лв./MWh, или 20,52%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 40,09 лв./MWh, или 8,83%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,26 лв./MWh, или 1,60%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 162,18 лв./MWh, или 35,72%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 0,63%, получен при следната формула: **0,63%=13,44%*0,00%+1,54%*(-11,11%)+8,50%*9,4%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**454,06**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	302,70	66,66%
за разходи за амортизации	82,62	18,20%
за възвръщаемост	68,74	15,14%

III. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия,

произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 96,52 лв./MWh, или 27,45%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 49,15 лв./MWh, или 13,98%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,69 лв./MWh, или 1,90%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,89 лв./MWh, или 4,52%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е –0,12%, получен при следната формула:

-0,12%=8,82%*(-3,6%)+1,76%*(-11,11%)+4,17%*9,4%.

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**351,65**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	168,25	47,85%
за разходи за амортизации	100,35	28,53%
за възвръщаемост	83,05	23,62%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-19 ОТ 28.06.2013 г.

I. Актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в

частта по т. 27, т. 28 и т. 29:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 44,00 лв./MWh, или 21,30%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 47,15 лв./MWh, или 15,98%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 41,02 лв./MWh, или 29,66%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 7,03 лв./MWh, или 3,41%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,56 лв./MWh, или 3,92%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 6,24 лв./MWh, или 4,51%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 44,94 лв./MWh, или 21,76%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 121,88 лв./MWh, или 41,31%.

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 17,85 лв./MWh, или 8,64%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 15,14 лв./MWh, или 5,13%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 4,71 лв./MWh, или 3,41%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW е –0,34%, получен при следната формула:

-0,34%=20,95%*(-3,6%)+3,28%*(-11,11%)+8,32%*9,4%.

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е –1,41%, получен при следната формула:

-1,41%=40,32%*(-3,6%)+3,82%*(-11,11%)+5,01%*9,4%.

- За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW е –0,17%, получен при следната формула:

-0,17%=0,00%*(-3,6%)+4,17%*(-11,11%)+3,15%*9,4%.

Въз основа на горното, актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от горепосочените групи електрически централи, както и техните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 5 MW		
Цена, в т.ч.	**206,54**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	113,82	55,11%
за разходи за амортизации	50,71	24,55%
за възвръщаемост	42,01	20,34%
ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**295,02**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	195,71	66,34%
за разходи за амортизации	54,33	18,41%
за възвръщаемост	44,98	15,25%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**138,29**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	51,96	37,58%
за разходи за амортизации	47,27	34,18%
за възвръщаемост	39,06	28,24%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на: – ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 93,18 лв./MWh, или 20,22%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,35 лв./MWh, или 1,59%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 164,10 лв./MWh, или 35,61%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на

електрическа и топлинна енергия – 44,82 лв./MWh, или 9,73%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 0,71%, получен при следната формула: **0,71%=13,42%*0,00%+1,54%*(-11,11%)+9,38%*9,4%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия		
Цена, в т.ч.	**460,84**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	309,44	67,15%
за разходи за амортизации	82,62	17,93%
за възвръщаемост	68,78	14,92%

III. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 68,21 лв./MWh, или 14,70%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 6,15 лв./MWh, или 1,32%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 137,25 лв./MWh, или 29,58%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 65,51 лв./MWh, или 14,12%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия е 1,13%, получен при следната формула: **1,13%=11,08%*0,00%+1,27%*(-11,11%)+13,54%*9,4%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия		
Цена, в т.ч.	**463,98**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	277,12	59,73%
за разходи за амортизации	102,15	22,01%
за възвръщаемост	84,71	18,26%

IV. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 96,52 лв./MWh, или 24,71%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 87,93 лв./MWh, или 22,51%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,74 лв./MWh, или 1,72%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16,00 лв./MWh, или 4,10%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е –0,45%, получен при следната формула:

-0,45%=17,62%*(-3,6%)+1,64%*(-11,11%)+3,90%*9,4%.

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**390,58**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	207,18	53,05%
за разходи за амортизации	100,35	25,69%
за възвръщаемост	83,05	21,26%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-018 ОТ 28.06.2012 г.

I. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 112,22 лв./MWh, или 31,13%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 42,14 лв./MWh, или 11,69%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,60 лв./MWh, или 1,83%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,94 лв./MWh, или 4,42%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е –0,20%, получен при следната формула:

-0,20%=10,98%*(-3,6%)+1,72%*(-11,11%)+4,15%*9,4%.

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**360,42**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	176,89	49,08%
за разходи за амортизации	100,34	27,84%
за възвръщаемост	83,19	23,08%

II. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 5 MW с комбиниран цикъл – 44,63 лв./MWh, или 29,85%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,25 лв./MWh, или 4,18%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 4,72 лв./MWh, или 3,16%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е –0,16%, получен при следната формула:

-0,16%=0,00%*(-3,6%)+3,95%*(-11,11%)+2,98%*9,4%.

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
***централи с инсталирана мощност над 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**149,53**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	55,60	37,18%
за разходи за амортизации	51,43	34,40%
за възвръщаемост	42,50	28,42%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-18 ОТ 20.06.2011 г.

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 43,67 лв./MWh, или 18,47%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 40,49 лв./MWh, или 13,45%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от

прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 44,63 лв./MWh, или 29,86%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 9,53 лв./MWh, или 4,03%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,54 лв./MWh, или 3,83%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 6,23 лв./MWh, или 4,17%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 60,87 лв./MWh, или 25,75%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 121,69 лв./MWh, или 40,44%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 17,64 лв./MWh, или 7,46%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 15,11 лв./MWh, или 5,02%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 4,70 лв./MWh, или 3,15%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW е –0,65%, получен при следната формула:

-0,65%=24,87%*(-3,6%)+3,89%*(-11,11%)+7,21%*9,4%.

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е –1,38%, получен при следната формула:

-1,38%=39,57%*(-3,6%)+3,75%*(-11,11%)+4,92%*9,4%.

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW е –0,16%, получен при следната формула: **-0,16%=0,00%*(-3,6%)+3,94%*(-11,11%)+2,97%*9,4%.**

Въз основа на горното, актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от горепосочените групи електрически централи, както и техните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
***ЕЦ до 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**236,43**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	131,71	55,71%
за разходи за амортизации	50,71	21,45%
за възвръщаемост	54,01	22,84%
ЕЦ до 5* MW, *с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**300,91**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	188,83	62,75%
за разходи за амортизации	54,33	18,06%
за възвръщаемост	57,75	19,19%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**149,49**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	55,56	37,17%
за разходи за амортизации	51,43	34,40%
за възвръщаемост	42,50	28,43%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 110,58 лв./MWh, или 25,18%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,33 лв./MWh, или 1,67%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 164,78 лв./MWh, или 37,52%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 40,44 лв./MWh, или 9,21%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 0,67%, получен при следната формула: **0,67%=14,57%*0,00%+1,64%*(-11,11%)+9,05%*9,4%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ над 0,150 до 1 MW		
Цена, в т.ч.	**439,16**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	323,13	73,58%
за разходи за амортизации	55,73	12,69%
за възвръщаемост	60,30	13,73%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ЦЕНАТА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ ЧРЕЗ ТЕРМИЧНА ГАЗИФИКАЦИЯ НА БИОМАСА И/ИЛИ БИОРАЗГРАДИМИ ФРАКЦИИ, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-35 ОТ 27.10.2011 г.

I. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 121,16 лв./MWh, или 30,84%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 41,92 лв./MWh, или 10,67%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,56 лв./MWh, или 1,67%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,86 лв./MWh, или 4,04%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е –0,18%, получен при следната формула:

-0,18%=10,15%*(-3,6%)+1,59%*(-11,11%)+3,84%*9,4%.

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%

централи с инсталирана мощност до 5 **MW***, с комбиниран цикъл*		
Цена, в т.ч.	**392,90**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	185,50	47,21%
за разходи за амортизации	100,34	25,54%
за възвръщаемост	107,06	27,25%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-36 ОТ 09.11.2015 г., В ЧАСТТА ПО Т. 2

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони– Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 60,77 лв./MWh, или 17,26%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,58 лв./MWh, или 11,24%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 23,48 лв./MWh, или 6,67%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 141,77 лв./MWh, или 40,27%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

- За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW е 0,30%, получен при следната формула: **0,30%=21,87%*0,00%+6,28%*(-11,11%)+10,58%*9,4%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW		
Цена, в т.ч.	**352,02**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	265,60	75,45%
за разходи за амортизации	50,00	14,20%
за възвръщаемост	36,42	10,35%

II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Съгласно § 1, т. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW.

В изпълнение на § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., премията се определя ежегодно от КЕВР в срок до 30 юни като разлика между определената до влизането в сила на този закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник. В тази връзка, за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. На 31.03.2021 г. на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД е проведен един търг за 20 MW, с период на доставка съвпадащ с първата половина на следващия регулаторен период, на който е постигната цена от 111,50 лв./MWh.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на EEX[7] (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX[8].

Фючърсите за българския пазар[9] за трето тримесечие на 2021 г. (Q3 2021) са на нива от 68,51 €/MWh (133,99 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2021 г. (Q4 2021) са на

[7] http://www.eex.com

[8] https://hudex.hu

[9] Данните са актуални към края на месец април 2021 г.

нива от 70,30 €/MWh (137,49 лв./MWh) или за второто полугодие на 2021 г. (H2 2021) цената следва да е около 69,41 €/MWh (135,74 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар[3] за Q3 2021 са на нива от 68,96 €/MWh (134,87 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,05 €/MWh (138,96 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,01 €/MWh (136,92 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за унгарския пазар[3] на EEX за Q3 2021 са на нива от 69,11 €/MWh (135,17 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,30 €/MWh (139,45 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,21 €/MWh (137,31 лв./MWh), за Q1 2022 – 72,06 €/MWh (140,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 55,71 €/MWh (108,96 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 67,05 €/MWh (131,13 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX[3] за Q3 2021 са на нива от 69,26 €/MWh (135,46 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,54 €/MWh (139,92 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,40 €/MWh (137,69 лв./MWh), за Q1 2022 – 71,55 €/MWh (139,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 58,67 €/MWh (114,75 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 65,11 €/MWh (127,34 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2021 г. и първо полугодие на 2022 г. са на нива около 65-67 €/MWh. Анализ на постигнатите цени от началото на 2021 г. на регионалните пазари показва, че на платформата „ден напред“ на БНЕБ ЕАД средната цена е в диапазона от около 2-3 €/MWh по-ниска от тази на унгарския пазар, т.е. следва да е на нива около 63-64 €/MWh.

Основните движещи фактори за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, са икономическото възстановяване на Европейския съюз след пандемията от COVID-19, обуславящо ръста на финансовите пазари и покачването на цените на емисиите CO_2. Съвкупното влияние на тези два фактора се прехвърля освен върху спотовите пазари и върху останалите сегменти, тъй като пазарите са свързани. Оценките на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер. Европейската система за търговия с емисии (ETS) е инструмент, създаден за стимулиране на декарбонизацията на икономиката, което предполага, че цените следва да са достатъчно високи, за да компенсират преминаването от въглища към зелена икономика. Това е предпоставка ръстът на цените на емисиите CO_2 да продължи, тъй като според повечето анализатори за постигане на целта от 55% намаление на емисиите от ЕС, цените на квотите следва да се повишат до 80 €/тон. Следва, обаче, да се отчете и спекулативният елемент в резкия ръст на ETS пазара. Все по-голям дял в търговията с въглеродни емисии придобиват финансови дружества, в т.ч. и водещи инвестиционни банки, като Goldman Sachs и Morgan Stanley, както и големи хедж фондове. През последната година делът на инвестиционните фондове, притежаващи фючърси, е нараснал почти два пъти, което тясно корелира с последните промени в цените. Инвеститорите диверсифицират портфейлите си с ETS фючърси предвид политическата подкрепа към този инструмент и възможностите на Европейската комисия (ЕК) за намеса на този пазар чрез ограничаване на предлагането. Следва да се отчете обаче и фактът, че европейската търговия с емисии е политически проект, от който инвеститорите сравнително бързо могат да пренасочат инвестициите си при бичи растеж на капиталовите пазари. В тази връзка може да се направи извод, че пазарите са отчели в цените на фючърсите горните фактори, но отчитайки спекулативния елемент през последната година и прилагайки консервативен подход, прогнозната пазарна цена за следващия регулаторен период следва да се редуцира с допълнителни 3-4 €/MWh до около 60 - 61 €/MWh или 119 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е определена в размер на 119,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-30 от 16.04.2021 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2020 г. – 31.12.2020 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2020 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2020 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2020 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-централа 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД и „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	72,01 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	0,93723
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. –	119,00 лв./MWh

	30.06.2022 г.	
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**111,53 лв./MWh**

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	74,10 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,96439
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**114,76 лв./MWh**

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ „Петрохан“) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	74,25 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,96630
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**114,99 лв./MWh**

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,10 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	1,00337
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**119,40 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.), прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 111,53 лв./MWh;

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 114,76 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 114,99 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 119,40 лв./MWh.

III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕМИИ по § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Предвид определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена, за енергийни обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW и определената за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, премиите са както следва:

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
1	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:		
1.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	213,09	98,10
1.2.	Среднонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	178,68	63,69
1.3.	Високонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	171,18	56,19
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	138,49
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	-2,51
1.6.	ВтЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	73,53
1.7.	ВтЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	58,19
1.8.	ВтЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	148,58	33,82
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	587,58
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	133,33
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	168,64
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	48,13
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5MW	186,49	67,09
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	278,60
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	183,33
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	136,58
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	126,65
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	17,45

1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	1,20
1.20.	ЕЦ над 5 MW за производство на електрическа енергия чрез директно използване на биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др.	218,60	99,20
2.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:		
2.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	222,83	107,84
2.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kWдо 10 000 kW	186,87	71,88
2.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	179,04	64,05
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	150,06
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	-2,89
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	76,24
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	58,30
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	22,30
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	472,24
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	374,07
2.11.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW	236,43	117,03
2.12.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл	300,91	181,51
2.13.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW	149,49	30,09
2.14.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	88,27
2.15.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	77,45

2.16.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	439,16	319,76
2.17.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	238,68
2.18.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	369,34	249,94
2.19.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	133,63
2.20.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	124,46
2.21.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	12,65
2.22.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	-0,13
3.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР		
3.1.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл	397,95	278,55
3.2.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл	392,90	273,50
3.3.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл	388,04	268,64
3.4.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл	425,95	306,55
4.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР		
4.1.	Нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,35	78,36
4.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	162,69	47,70
4.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kWдо 10 000 kW	156,01	41,02
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	114,34
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-16,84

4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	104,43	-10,33
4.7.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	316,11	204,58
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	125,52
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	124,73
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	114,69
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	106,74
4.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	120,15	0,75
4.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	109,83	-9,57
4.14.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	276,54	157,14
4.15.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл	295,72	176,32
4.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	149,53	30,13
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	77,92
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	68,15
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	360,09
4.20.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	460,19	340,79

4.21.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	410,09	290,69
4.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	473,56	354,16
4.23.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	371,80	252,40
4.24.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	360,42	241,02
4.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	361,87	242,47
4.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомасса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	394,55	275,15
5.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР		
5.1.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	206,34	94,81
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	59,84
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	58,32
6.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР		
6.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,38	78,39
6.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	242,30	127,31
6.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	162,71	47,72
6.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,04	41,05
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,35	114,36
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-16,84

6.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	151,39	36,63
6.8.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	105,16	-9,60
6.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ),с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	196,58	85,05
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	64,76
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	48,67
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	94,50
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	86,92
6.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	-14,25
6.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	-30,24
6.16.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	206,54	87,14
6.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	295,02	175,62
6.18.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	138,29	18,89
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	57,56
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	45,08
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	463,98	344,58

6.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	434,13	314,73
6.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	387,53	268,13
6.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	460,84	341,44
6.25.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса,получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	349,32	229,92
6.26.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	390,58	271,18
6.27.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	337,44	218,04
6.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	373,76	254,36
7.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР		
7.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	189,31	74,32
7.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	236,92	121,93
7.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	159,14	44,15
7.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	152,36	37,37
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	224,37	109,38

7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	-21,30
7.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	2,22
7.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	-19,21
7.9.	ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	-31,60
7.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	144,68	33,15
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	22,50
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	19,83
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	94,50
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	86,92
7.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	-14,25
7.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	-30,24
7.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	250,82	131,42
7.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	278,48	159,08
7.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	222,80	103,40
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	57,56
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	45,08

7.22.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции**	**453,12**	**333,72**
7.23.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции**	**434,13**	**314,73**
7.24.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции**	**389,44**	**270,04**
7.25.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**454,06**	**334,66**
7.26.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство**	**350,22**	**230,82**
7.27.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство**	**351,65**	**232,25**
7.28.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство**	**338,34**	**218,94**
7.29.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство**	**374,66**	**255,26**
7.30.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство**	**389,60**	**270,20**
8.	**Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР**		
8.1.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци**	**179,54**	**60,14**

8.2.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци,прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци**	**157,88**	**70,01**
8.3.	**Електрически централи с инсталирана мощност от 200 kW до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци**	**310,69**	**191,29**
8.4.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство**	**349,87**	**230,47**
8.5.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци**	**296,89**	**177,49**
8.6.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство**	**334,72**	**215,32**
9.	**Премии във връзка с актуализирани цени по Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР**		
9.1.	**Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 500 часа.**	**497,40**	**378,00**
9.2.	**Електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 500 часа.**	**458,10**	**338,70**
9.3.	**Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 200 часа.**	**409,24**	**289,84**

10.	**Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР**		
10.1.	**Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.**	**376,78**	**257,38**
10.2.	**Електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.**	**352,02**	**232,62**
10.3.	**Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 000 h.**	**349,06**	**229,66**
11.	**Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР**		
11.1.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство**	**294,01**	**174,61**
12.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта по т. 2**		
12.1.	**Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи над 2 250 часа**	**132,71**	**17,95**
13.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-18 от 18.06.2021 г. на КЕВР**		
13.1.	**Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW**	**122,50**	**7,74**
14.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР**		
14.1.	**Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи до 2 250 часа**	**148,71**	**33,95**
15.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-12 от 26.03.2021 г. на КЕВР**		
15.1.	**За обособената група руслови, подязовирни, деривационни, с горен или долен изравнител водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW.**	**112,48**	**-2,51**

16. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 07.11.2011 г. на КЕВР:

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.1.	*Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	222,83		216,55	101,56	203,98	88,99	191,41	76,42	178,84	63,85	166,27	51,28	153,71	38,72	141,14	26,15	128,57	13,58	116,00	1,01	103,43	-11,56
16.2.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метраи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	186,87		181,71	66,72	171,39	56,40	161,08	46,09	150,76	35,77	140,44	25,45	130,12	15,13	119,80	4,81	109,49	-5,50	99,17	-15,82	88,85	-26,14
16.3.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	179,04		174,13	59,14	164,30	49,31	154,47	39,48	144,64	29,65	134,81	19,82	124,98	9,99	115,15	0,16	105,32	-9,67	95,49	-19,50	85,66	-29,33
16.4.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																					
	265,05		257,45	142,46	242,24	127,25	227,03	112,04	211,82	96,83	196,61	81,62	181,40	66,41	166,19	51,20	150,98	35,99	135,77	20,78	120,56	5,57
16.5.	*Микро ВЕЦ с помпи*																					
	112,10		109,12	-5,87	103,15	-11,84	97,19	-17,80	91,22	-23,77	85,26	-29,73	79,29	-35,70	73,33	-41,66	67,36	-47,63	61,40	-53,59	55,43	-59,56
16.6.	*Вятърни електрически централи до 2 250 часа*																					
	191,00		187,18	72,42	179,54	64,78	171,91	57,15	164,27	49,51	156,63	41,87	148,99	34,23	141,35	26,59	133,72	18,96	126,08	11,32	118,44	3,68
16.7.	*Вятърни електрически централи над 2 250 часа*																					
	173,06		169,65	54,89	162,84	48,08	156,03	41,27	149,22	34,46	142,41	27,65	135,60	20,84	128,79	14,03	121,98	7,22	115,17	0,41	108,36	-6,40
16.8.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																					
	137,06		134,99	20,23	130,86	16,10	126,73	11,97	122,60	7,84	118,47	3,71	114,34	-0,42	110,21	-4,55	106,08	-8,68	101,95	-12,81	97,82	-16,94
16.9.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади*																					
	583,77		569,27	457,74	540,27	428,74	511,28	399,75	482,28	370,75	453,28	341,75	424,29	312,76	395,29	283,76	366,29	254,76	337,30	225,77	308,30	196,77
16.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp*																					
	485,60		473,67	362,14	449,82	338,29	425,97	314,44	402,11	290,58	378,26	266,73	354,41	242,88	330,56	219,03	306,70	195,17	282,85	171,32	259,00	147,47
16.11.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	255,51	236,43	221,90	102,50	207,41	88,01	192,97	73,57	178,61	59,21	164,33	44,93	150,18	30,78	136,18	16,78	122,42	3,02	109,98	-9,42	102,44	-16,96
16.12.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	282,15	300,91	286,05	166,65	271,24	151,84	256,49	137,09	241,81	122,41	227,20	107,80	212,70	93,30	198,33	78,93	184,12	64,72	170,12	50,72	163,23	43,83

София 1000, бул. "Кн. Ал. Дондуков" № 8-10
тел.: (02) 988 24 98; факс: (02) 988 87 82
www.dker.bg, dker@dker.bg

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.13.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	227,20	149,49	135,64	16,24	121,80	2,40	107,95	-11,45	94,11	-25,29	80,28	-39,12	66,45	-52,95	52,63	-66,77	38,84	-80,56	25,11	-94,29	18,34	-101,06
16.14.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																					
	405,61	439,16	417,04	297,64	394,99	275,59	373,00	253,60	351,10	231,70	329,31	209,91	307,66	188,26	286,17	166,77	264,88	145,48	243,88	124,48	233,50	114,10
16.15.	*Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																					
	253,03		249,34	129,94	241,96	122,56	234,58	115,18	227,20	107,80	219,82	100,42	212,43	93,03	205,05	85,65	197,67	78,27	190,29	70,89	182,91	63,51
16.16.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																					
	243,86		240,40	121,00	233,50	114,10	226,60	107,20	219,69	100,29	212,79	93,39	205,89	86,49	198,99	79,59	192,08	72,68	185,18	65,78	178,28	58,88
16.17.	*Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци*																					
	132,05		129,73	10,33	125,10	5,70	120,47	1,07	115,84	-3,56	111,21	-8,19	106,57	-12,83	101,94	-17,46	97,31	-22,09	92,68	-26,72	88,05	-31,35
16.18.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци*																					
	119,27		117,45	-1,95	113,81	-5,59	110,17	-9,23	106,53	-12,87	102,89	-16,51	99,24	-20,16	95,60	-23,80	91,96	-27,44	88,32	-31,08	84,68	-34,72
16.19.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																					
	429,42	392,90	360,19	240,79	327,50	208,10	294,85	175,45	262,25	142,85	229,72	110,32	197,30	77,90	165,06	45,66	133,15	13,75	101,92	-17,48	86,84	-32,56

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията															
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.1.	*Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW*																	
	195,03	207,67	204,63	85,23	201,59	82,19	198,55	79,15	195,51	76,11	192,47	73,07	189,42	70,02	186,38	66,98	183,34	63,94
16.2.	*Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW*																	
	185,99	196,85	193,82	74,42	190,79	71,39	187,76	68,36	184,73	65,33	181,71	62,31	178,68	59,28	175,65	56,25	172,62	53,22
16.3.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	335,19	358,08	352,30	232,90	346,51	227,11	340,73	221,33	334,94	215,54	329,16	209,76	323,37	203,97	317,59	198,19	311,80	192,40
16.4.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия*																	
	348,61	369,34	362,85	243,45	356,37	236,97	349,88	230,48	343,39	223,99	336,91	217,51	330,42	211,02	323,93	204,53	317,44	198,04
16.5.	*Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл*																	
	390,76	397,95	387,47	268,07	376,99	257,59	366,51	247,11	356,03	236,63	345,56	226,16	335,08	215,68	324,60	205,20	314,12	194,72
16.6.	*Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл*																	
	380,45	388,04	377,73	258,33	367,43	248,03	357,12	237,72	346,82	227,42	336,51	217,11	326,20	206,80	315,90	196,50	305,59	186,19
16.7.	*Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл*																	
	419,11	425,95	413,62	294,22	401,29	281,89	388,96	269,56	376,63	257,23	364,30	244,90	351,96	232,56	339,63	220,23	327,30	207,90

17. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-019 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.1.	*Нисконапорни деривационни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	193,35		188,55	73,56	178,94	63,95	169,34	54,35	159,73	44,74	150,12	35,13	140,52	25,53	130,91	15,92	121,31	6,32	111,70	-3,29
17.2.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	162,69		158,75	43,76	150,86	35,87	142,98	27,99	135,09	20,10	127,20	12,21	119,32	4,33	111,43	-3,56	103,55	-11,44	95,66	-19,33
17.3.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	156,01		152,25	37,26	144,74	29,75	137,23	22,24	129,72	14,73	122,21	7,22	114,69	-0,30	107,18	-7,81	99,67	-15,32	92,16	-22,83
17.4.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW*																			
	229,33		223,52	108,53	211,90	96,91	200,27	85,28	188,65	73,66	177,03	62,04	165,40	50,41	153,78	38,79	142,16	27,17	130,53	15,54
17.5.	*Микро ВЕЦ с помпи*																			
	98,15		95,87	-19,12	91,31	-23,68	86,75	-28,24	82,19	-32,80	77,63	-37,36	73,08	-41,91	68,52	-46,47	63,96	-51,03	59,40	-55,59
17.6.	*Вятърни електрически централи до 2 250 часа*																			
	148,71		146,29	31,53	141,43	26,67	136,57	21,81	131,71	16,95	126,85	12,09	121,99	7,23	117,13	2,37	112,27	-2,49	107,41	-7,35
17.7.	*Вятърни електрически централи над 2 250 часа*																			
	132,71		130,60	15,84	126,37	11,61	122,14	7,38	117,92	3,16	113,69	-1,07	109,46	-5,30	105,23	-9,53	101,00	-13,76	96,78	-17,98
17.8.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																			
	104,43		103,22	-11,54	100,80	-13,96	98,38	-16,38	95,96	-18,80	93,54	-21,22	91,12	-23,64	88,70	-26,06	86,28	-28,48	83,86	-30,90
17.9.	*ФЕЦ с обща инсталирана мощност над 200 до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии*																			
	316,11		309,70	198,17	296,87	185,34	284,03	172,50	271,20	159,67	258,37	146,84	245,54	134,01	232,71	121,18	219,87	108,34	207,04	95,51
17.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																			
	237,05		232,42	120,89	223,14	111,61	213,87	102,34	204,59	93,06	195,32	83,79	186,04	74,51	176,77	65,24	167,49	55,96	158,22	46,69
17.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																			
	236,26		231,65	120,12	222,41	110,88	213,17	101,64	203,93	92,40	194,69	83,16	185,45	73,92	176,21	64,68	166,97	55,44	157,73	46,20
17.12.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	234,09		231,35	111,95	225,86	106,46	220,37	100,97	214,89	95,49	209,40	90,00	203,91	84,51	198,42	79,02	192,94	73,54	187,45	68,05
17.13.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	226,14		223,57	104,17	218,44	99,04	213,31	93,91	208,18	88,78	203,05	83,65	197,91	78,51	192,78	73,38	187,65	68,25	182,52	63,12
17.14.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	120,15		118,43	-0,97	114,99	-4,41	111,54	-7,86	108,10	-11,30	104,66	-14,74	101,21	-18,19	97,77	-21,63	94,33	-25,07	90,88	-28,52
17.15.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	109,83		108,48	-10,92	105,78	-13,62	103,09	-16,31	100,39	-19,01	97,69	-21,71	95,00	-24,40	92,30	-27,10	89,60	-29,80	86,91	-32,49
17.16	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																			
	232,40	149,53	135,69	16,29	121,85	2,45	108,01	-11,39	94,18	-25,22	80,35	-39,05	66,54	-52,86	52,74	-66,66	38,99	-80,41	25,37	-94,03
17.17.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																			
	400,97	360,42	331,02	211,62	301,64	182,24	272,31	152,91	243,03	123,63	213,84	94,44	184,77	65,37	155,91	36,51	127,40	8,00	99,59	-19,81

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.1.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	267,07	276,54	272,23	152,83	267,93	148,53	263,62	144,22	259,31	139,91	255,01	135,61	250,70	131,30	246,39	126,99	242,08	122,68
17.2.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл*																	
	287,30	295,72	290,38	170,98	285,04	165,64	279,70	160,30	274,36	154,96	269,02	149,62	263,67	144,27	258,33	138,93	252,99	133,59
17.3.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури*																	
	192,29	197,32	195,06	75,66	192,79	73,39	190,53	71,13	188,27	68,87	186,01	66,61	183,74	64,34	181,48	62,08	179,22	59,82
17.4.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури*																	
	182,86	187,55	185,30	65,90	183,04	63,64	180,79	61,39	178,53	59,13	176,28	56,88	174,03	54,63	171,77	52,37	169,52	50,12
17.5.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	472,63	479,49	472,21	352,81	464,92	345,52	457,64	338,24	450,36	330,96	443,08	323,68	435,79	316,39	428,51	309,11	421,23	301,83
17.6.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	452,14	460,19	453,77	334,37	447,34	327,94	440,92	321,52	434,49	315,09	428,07	308,67	421,65	302,25	415,22	295,82	408,80	289,40
17.7.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	402,66	410,09	404,52	285,12	398,95	279,55	393,38	273,98	387,81	268,41	382,25	262,85	376,68	257,28	371,11	251,71	365,54	246,14
17.8.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия*																	
	465,79	473,56	466,52	347,12	459,48	340,08	452,45	333,05	445,41	326,01	438,37	318,97	431,33	311,93	424,29	304,89	417,26	297,86
17.9.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл*																	
	367,88	371,80	364,01	244,61	356,21	236,81	348,42	229,02	340,63	221,23	332,84	213,44	325,04	205,64	317,25	197,85	309,46	190,06
17.10.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл*																	
	357,98	361,87	354,21	234,81	346,54	227,14	338,88	219,48	331,21	211,81	323,55	204,15	315,89	196,49	308,22	188,82	300,56	181,16
17.11.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомасса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл*																	
	391,06	394,55	385,38	265,98	376,21	256,81	367,05	247,65	357,88	238,48	348,71	229,31	339,54	220,14	330,37	210,97	321,21	201,81

18. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-28 от 29.08.2012 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
		процент на безвъзмездното финансиране																	
		до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
		Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.1.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади*																		
	206,34	202,40	90,87	194,51	82,98	186,61	75,08	178,72	67,19	170,83	59,30	162,93	51,40	155,04	43,51	147,15	35,62	139,25	27,72
18.2.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																		
	171,37	168,21	56,68	161,89	50,36	155,57	44,04	149,25	37,72	142,93	31,40	136,61	25,08	130,29	18,76	123,97	12,44	117,65	6,12
18.3.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																		
	169,85	166,73	55,20	160,48	48,95	154,22	42,69	147,97	36,44	141,72	30,19	135,47	23,94	129,22	17,69	122,96	11,43	116,71	5,18

19. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-20 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.1.	*Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и синсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	193,38		183,77	68,78	174,17	59,18	164,56	49,57	154,96	39,97	145,35	30,36	135,74	20,75	126,14	11,15	116,53	1,54
19.2.	*Нисконапорни руслови ВЕЦс годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	242,30		230,21	115,22	218,11	103,12	206,02	91,03	193,92	78,93	181,83	66,84	169,73	54,74	157,64	42,65	145,54	30,55
19.3.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра ис инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	162,71		154,82	39,83	146,94	31,95	139,05	24,06	131,17	16,18	123,28	8,29	115,39	0,40	107,51	-7,48	99,62	-15,37
19.4.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и синсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	156,04		148,53	33,54	141,02	26,03	133,50	18,51	125,99	11,00	118,48	3,49	110,97	-4,02	103,46	-11,53	95,94	-19,05
19.5.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																	
	229,35		217,73	102,74	206,10	91,11	194,48	79,49	182,85	67,86	171,23	56,24	159,61	44,62	147,98	32,99	136,36	21,37
19.6.	*Микро ВЕЦ с помпи*																	
	98,15		93,60	-21,39	89,06	-25,93	84,51	-30,48	79,97	-35,02	75,42	-39,57	70,87	-44,12	66,33	-48,66	61,78	-53,21
19.7.	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW*																	
	151,39		146,91	32,15	142,42	27,66	137,94	23,18	133,45	18,69	128,97	14,21	124,48	9,72	120,00	5,24	115,51	0,75
19.8.	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW*																	
	122,50		118,83	4,07	115,16	0,40	111,49	-3,27	107,82	-6,94	104,16	-10,60	100,49	-14,27	96,82	-17,94	93,15	-21,61
19.9.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																	
	105,16		102,74	-12,02	100,32	-14,44	97,90	-16,86	95,48	-19,28	93,06	-21,70	90,63	-24,13	88,21	-26,55	85,79	-28,97
19.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kW до 1 000 kW, монтирани на покриви и фасади*																	
	196,58		188,63	77,10	180,68	69,15	172,72	61,19	164,77	53,24	156,82	45,29	148,87	37,34	140,92	29,39	132,96	21,43
19.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	176,29		169,18	57,65	162,06	50,53	154,95	43,42	147,84	36,31	140,73	29,20	133,61	22,08	126,50	14,97	119,39	7,86
19.12.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kW*																	
	160,20		153,84	42,31	147,47	35,94	141,11	29,58	134,74	23,21	128,38	16,85	122,02	10,49	115,65	4,12	109,29	-2,24
19.13.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																	
	206,32		201,44	82,04	196,57	77,17	191,69	72,29	186,82	67,42	181,94	62,54	177,06	57,66	172,19	52,79	167,31	47,91
19.14.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	249,66	206,54	193,18	73,78	179,88	60,48	166,63	47,23	153,46	34,06	140,40	21,00	127,48	8,08	114,76	-4,64	102,32	-17,08

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.15.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса,получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	277,39	295,02	280,78	161,38	266,57	147,17	252,43	133,03	238,34	118,94	224,34	104,94	210,43	91,03	196,64	77,24	183,01	63,61
19.16.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	221,71	138,29	125,57	6,17	112,85	-6,55	100,13	-19,27	87,41	-31,99	74,71	-44,69	62,00	-57,40	49,32	-70,08	36,66	-82,74
19.17.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса отрастителни и животински субстанции*																	
	447,43	460,84	436,98	317,58	413,19	293,79	389,48	270,08	365,87	246,47	342,38	222,98	319,05	199,65	295,91	176,51	273,02	153,62
19.18.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	453,12	463,98	439,21	319,81	414,53	295,13	389,96	270,56	365,52	246,12	341,25	221,85	317,18	197,78	293,37	173,97	269,91	150,51
19.19.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	387,04	390,58	362,86	243,46	335,19	215,79	307,58	188,18	280,04	160,64	252,61	133,21	225,33	105,93	198,26	78,86	171,51	52,11
19.20.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури*																	
	176,96		174,33	54,93	171,70	52,30	169,07	49,67	166,44	47,04	163,81	44,41	161,18	41,78	158,55	39,15	155,92	36,52
19.21.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури*																	
	164,48		161,85	42,45	159,22	39,82	156,58	37,18	153,95	34,55	151,32	31,92	148,69	29,29	146,06	26,66	143,42	24,02
19.22.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	434,13		427,88	308,48	421,62	302,22	415,37	295,97	409,11	289,71	402,86	283,46	396,61	277,21	390,35	270,95	384,10	264,70
19.23.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	387,53		381,92	262,52	376,31	256,91	370,70	251,30	365,09	245,69	359,48	240,08	353,86	234,46	348,25	228,85	342,64	223,24
19.24.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																	
	213,90		208,69	89,29	203,47	84,07	198,26	78,86	193,05	73,65	187,84	68,44	182,62	63,22	177,41	58,01	172,20	52,80

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.25.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																	
	105,15		101,55	-17,85	97,94	-21,46	94,34	-25,06	90,74	-28,66	87,14	-32,26	83,53	-35,87	79,93	-39,47	76,33	-43,07
19.26.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																	
	89,16		86,30	-33,10	83,43	-35,97	80,57	-38,83	77,71	-41,69	74,85	-44,55	71,98	-47,42	69,12	-50,28	66,26	-53,14
19.27.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																	
	349,32		342,37	222,97	335,43	216,03	328,48	209,08	321,53	202,13	314,59	195,19	307,64	188,24	300,69	181,29	293,74	174,34
19.28.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																	
	337,44		330,10	210,70	322,75	203,35	315,41	196,01	308,06	188,66	300,72	181,32	293,37	173,97	286,03	166,63	278,68	159,28
19.29.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																	
	373,76		365,56	246,16	357,37	237,97	349,17	229,77	340,97	221,57	332,78	213,38	324,58	205,18	316,38	196,98	308,18	188,78

20. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-14 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
20.1.	*Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	189,31		184,60	69,61	175,20	60,21	165,80	50,81	156,39	41,40	146,99	32,00	137,59	22,60	128,18	13,19	118,78	3,79	109,38	-5,61
20.2.	*Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW*																			
	236,92		231,00	116,01	219,17	104,18	207,35	92,36	195,52	80,53	183,69	68,70	171,87	56,88	160,04	45,05	148,22	33,23	136,39	21,40
20.3.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	159,14		155,28	40,29	147,57	32,58	139,86	24,87	132,14	17,15	124,43	9,44	116,72	1,73	109,00	-5,99	101,29	-13,70	93,58	-21,41
20.4.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	152,36		148,69	33,70	141,36	26,37	134,02	19,03	126,69	11,70	119,35	4,36	112,02	-2,97	104,68	-10,31	97,35	-17,64	90,01	-24,98
20.5.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																			
	224,37		218,68	103,69	207,31	92,32	195,94	80,95	184,57	69,58	173,20	58,21	161,82	46,83	150,45	35,46	139,08	24,09	127,71	12,72
20.6.	*Микро ВЕЦ с помпи*																			
	93,69		91,52	-23,47	87,18	-27,81	82,84	-32,15	78,50	-36,49	74,16	-40,83	69,82	-45,17	65,48	-49,51	61,14	-53,85	56,80	-58,19
20.7.	*ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW*																			
	116,98		115,26	0,50	111,80	-2,96	108,33	-6,43	104,86	-9,90	101,40	-13,36	97,93	-16,83	94,47	-20,29	91,00	-23,76	87,53	-27,23
20.8.	*ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW*																			
	95,55		93,52	-21,24	90,66	-24,10	87,80	-26,96	84,94	-29,82	82,08	-32,68	79,21	-35,55	76,35	-38,41	73,49	-41,27	70,63	-44,13
20.9.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																			
	83,16		82,21	-32,55	80,29	-34,47	78,38	-36,38	76,47	-38,29	74,55	-40,21	72,64	-42,12	70,72	-44,04	68,81	-45,95	66,90	-47,86
20.10.	*Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии*																			
	144,68		130,21	18,68	115,75	4,22	101,28	-10,25	86,81	-24,72	72,34	-39,19	57,87	-53,66	43,40	-68,13	28,94	-82,59	14,47	-97,06

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
20.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																			
	134,03		131,34	19,81	125,93	14,40	120,52	8,99	115,12	3,59	109,71	-1,82	104,30	-7,23	98,89	-12,64	93,48	-18,05	88,08	-23,45
20.12.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																			
	131,36		128,77	17,24	123,56	12,03	118,34	6,81	113,12	1,59	107,90	-3,63	102,68	-8,85	97,46	-14,07	92,24	-19,29	87,02	-24,51
20.13.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	213,90		211,29	91,89	206,08	86,68	200,87	81,47	195,66	76,26	190,44	71,04	185,23	65,83	180,02	60,62	174,81	55,41	169,60	50,20
20.14.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	206,32		203,88	84,48	199,01	79,61	194,13	74,73	189,25	69,85	184,38	64,98	179,50	60,10	174,63	55,23	169,75	50,35	164,87	45,47
20.15.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	105,15		103,35	-16,05	99,75	-19,65	96,14	-23,26	92,54	-26,86	88,94	-30,46	85,33	-34,07	81,73	-37,67	78,13	-41,27	74,52	-44,88
20.16.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	89,16		87,72	-31,68	84,86	-34,54	81,99	-37,41	79,13	-40,27	76,27	-43,13	73,40	-46,00	70,54	-48,86	67,68	-51,72	64,81	-54,59
20.17.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																			
	250,82		248,72	129,32	244,52	125,12	240,32	120,92	236,12	116,72	231,92	112,52	227,72	108,32	223,52	104,12	219,32	99,92	215,12	95,72
20.18.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																			
	278,48		275,86	156,46	270,61	151,21	265,37	145,97	260,12	140,72	254,87	135,47	249,63	130,23	244,38	124,98	239,13	119,73	233,89	114,49
20.19.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																			
	222,80		220,84	101,44	216,94	97,54	213,03	93,63	209,12	89,72	205,22	85,82	201,31	81,91	197,41	78,01	193,50	74,10	189,59	70,19
20.20.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури*																			
	176,96		175,64	56,24	173,01	53,61	170,38	50,98	167,75	48,35	165,12	45,72	162,50	43,10	159,87	40,47	157,24	37,84	154,61	35,21

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
20.21.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури*																			
	164,48		163,17	43,77	160,54	41,14	157,90	38,50	155,27	35,87	152,64	33,24	150,01	30,61	147,38	27,98	144,74	25,34	142,11	22,71
20.22.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	453,12		448,88	329,48	440,41	321,01	431,94	312,54	423,48	304,08	415,01	295,61	406,54	287,14	398,07	278,67	389,60	270,20	381,14	261,74
20.23.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	434,13		431,00	311,60	424,75	305,35	418,49	299,09	412,24	292,84	405,99	286,59	399,73	280,33	393,48	274,08	387,23	267,83	380,97	261,57
20.24.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	387,53	389,44	369,29	249,89	349,16	229,76	329,04	209,64	308,94	189,54	288,87	169,47	268,81	149,41	248,80	129,40	228,82	109,42	208,90	89,50
20.25.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	447,43	454,06	430,04	310,64	406,07	286,67	382,16	262,76	358,32	238,92	334,57	215,17	310,94	191,54	287,44	168,04	264,13	144,73	241,06	121,66
20.26.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																			
	350,22		346,75	227,35	339,80	220,40	332,85	213,45	325,91	206,51	318,96	199,56	312,01	192,61	305,06	185,66	298,12	178,72	291,17	171,77
20.27.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																			
	387,94	351,65	323,81	204,41	296,01	176,61	268,24	148,84	240,52	121,12	212,86	93,46	185,32	65,92	157,93	38,53	130,80	11,40	104,17	-15,23
20.28.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																			
	338,34		334,67	215,27	327,32	207,92	319,98	200,58	312,63	193,23	305,29	185,89	297,94	178,54	290,60	171,20	283,25	163,85	275,91	156,51
20.29.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																			
	374,66		371,16	251,76	362,96	243,56	354,77	235,37	346,57	227,17	338,37	218,97	330,17	210,77	321,97	202,57	313,78	194,38	305,58	186,18
20.30.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство*																			
	389,60		385,64	266,24	377,74	258,34	369,83	250,43	361,93	242,53	354,03	234,63	346,12	226,72	338,22	218,82	330,31	210,91	322,41	203,01

По отношение на горните точки от 16 до 20, следва да се има предвид, че в случаите, в които разликата между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина не следва да се определят премии.

Изказвания по т.2.:

А. Иванова: Настоящият проект на решение е след проведено обществено обсъждане на 03.06.2021 г. и в изпълнение на чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката, като в тази връзка е дадена възможност (на основание чл. 14, ал. 3) на заинтересованите лица да предоставят становища в Комисията. В тази връзка настоящият проект на решение отразява становищата. Работната група подробно е разгледала и описала постъпилите становища и подробно и мотивирано е отговорила, защо приема същите за неоснователни или неотносими към настоящото административно производство. В тази връзка ще кажа, че след прегледа на възраженията и становищата по проекта на решение за групите централи в сектор ВЕИ нито една от цените, определени в частта по т. 24, т. 1 от ЗЕВИ или актуализациите на централите на биомаса, или пък премиите, не са променени в резултата на постъпилите становища. Нямаме променена нито една цена, нито един ценообразуващ елемент, нито една премия. С колегите от работната група си направихме труда подробно, предвид опита ни от предишни години да прегледаме всички централи. Съобразно постъпила информация по служебен път в Комисията, централите са над 3000, с колегите от работната група ги прегледахме по дата на въвеждане, по цената, която ползват и в тази връзка само ще посоча две от тях, които тази година ще получат премия. Това са на Столична община - електрическа централа „Суходол“ и електрическа централа „Хан Богров“. Казвам го предвид факта, че предишни години сме пропускали някоя централа и за да сме по-сигурни, че не сме пропуснали някоя централа или някоя група и тази година, с колегите от работната група се обединихме - всички централи 500, над 500, които трябва да получат премия тази година да намерят приложение в настоящия проект на решение и в тази връзка сме посочили всичките и по решение на Комисията и сме направили съпоставка и централа по централа. Обемът е голям и сме се постарали много да няма пропуски тази година. Надявам се, все пак процесът е двустранен, всяка една от заинтересованите страни да е прегледала решението в своята част, предвид цената, която ползва, защото работната група е 10 души, а обемът е голям - над 3000 централи. Нормално е, колкото и да не ни се иска, да има някакъв пропуск някъде, но все пак мисля, че е редно при процедура, която трае три месеца, всяка заинтересована страна да си прегледа своята част и да сигнализира Комисията по един или друг начин, че примерно липсва или нещо не е както трябва, но в тази връзка с колегите от работната група подробно и обстоятелствено се постарахме тази година, централа по централа да няма пропуск. В тази връзка ще кажа, че проектът на решение е представен на Комисията за обсъждане и преглеждане, в резултат на което Комисията да вземе крайното решение за сектор ВЕИ, считано от 01.07.2021 г.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Няма нужда да четете премиите, но трябва да прочетете основната част от решението.

Говори се без микрофон

А. Йорданов: Просто изчетете формалните основания и диспозитива.

А. Иванова: В тази връзка и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 28, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., Комисията за енергийно и водно регулиране реши:

Подробно са описани цените и премиите по съответните групи съобразно решенията на Комисията през годините. Няма да ги изброявам, защото са 30 или 40 страници.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Благодаря, г-жо Иванова. . Колеги , има ли допълнение от работната група? Няма. Колеги, имате думата за изказвания. Сега аз искам да кажа две неща. Първо, действително в проекта на решение, като се изключи първо римско, останалата част от проекта на решение до премиите са почти изцяло различните видове производители на електрическа енергия от биомаса, различни модификации и преработка на биомаса до последно, до 18 точка римско. След това следват, разбира се, съответните премии, които са представени в близо десетина страници. Взимам думата единствено по първо римско, което касае преференциалните цени, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи. Първо, те са две категории. Първата категория е фотоволтаични централи с инсталирана мощност до 5kWp, а втората е между 5 kWp до 30 kWp. Докато при първата фотоволтаични централи до 5kWp, те са позволени за изграждане върху покривни фасадни конструкции и върху недвижими имоти към тях. Промяната на цената не е прекалено голяма. Мисля, че някъде около 208 лв. беше, спада на 193 лв. При втората има съществена промяна от почти 200 лв. (без 1 или 2 лв.) на 160. Аз изцяло подкрепям проекта на решение, защото това до голяма степен намалява стремежа да се използват тези централи за едно бих казал, строителство върху порутени постройки, неподдържани, без живеещи там хора, което реално, не формално, реално заобикаля закона и целите на закона. Затова изцяло заставам зад това решение, което беше оспорено от някои производители на фотоволтаична енергия по време на общественото обсъждане. Заповядайте, г-н Осман.

Р. Осман: Професоре, предишния път мисля, че получихме отговор, ако не се лъжа, така се води, до 30 kWp.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: До 30 kWp. Да.

Р. Осман: Вие инженерите все нови единици въвеждате. Затрудняваме се юристите, но ще свикнем. Инвестицията за 5 години и половина, за 6 горе-долу…

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Дори в предишния вариант, когато цената беше около 200 лв./MWh, под 5 години се изплащаше инвестицията. Мисля, че не греша, г-н Младеновски? Да.

Р. Осман: Т.е. и това, което казвате, че ще намалее желанието на хората, това ще предпази и местните хора, които са останали малко потрелбители по махалите.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Точно така, разбира се.

Р. Осман: Десет къщи са останали, реално живеещи са по трима пенсионери там в квартала, но има 100 къщи, които са подготвени за фотоволтаици.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Така е.

Р. Осман: Реално, така излиза, да. Т.е. с това решение един път се възстановява инвестицията пак горе-долу за същия период, както беше и миналата година.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Определено считам, че…

Р. Осман: Там някъде, като период около 5 години и нещо.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Работната група много добре си е свършила работата по този доклад.

Р. Осман: Аз също ще подкрепя.

Доц. д-р Иван Н. Иванов: Колеги, ако няма други изказвания, подлагам на гласуване проекта на решение, който беше прочетен от А. Иванова от името на работната група.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 28, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2021 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 193,33 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 380 kWh/kWp.

2. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 160,11 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 380 kWh/kWp.

II. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, определена с Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР – 294,01 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 174,61 лв./MWh, без ДДС.

III. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 497,40 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 378,00 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи с инсталирана мощност от 500 kW до 1500 kW – 458,10 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 338,70 лв./MWh, без ДДС.

IV. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5 – 409,24 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 289,84 лв./MWh, без ДДС.

V. Актуализира преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6 – 349,87 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 230,47 лв./MWh, без ДДС.

VI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34 – 389,44 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 270,04 лв./MWh, без ДДС.

VII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35 – 454,06 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 334,66 лв./MWh, без ДДС.

VIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37 - 351,65 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 232,25 лв./MWh, без ДДС.

IX. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27, т. 28 и т. 29, както следва:

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 206,54 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 87,14 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 295,02 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 175,62 лв./MWh, без ДДС.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 138,29 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 18,89 лв./MWh, без ДДС.

X. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35 – 460,84 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 341,44 лв./MWh, без ДДС.

XI. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции –Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32 – 463,98 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 344,58 лв./MWh, без ДДС.

XII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37 – 390,58 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 271,18 лв./MWh, без ДДС.

XIII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33 - 360,42 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 241,02 лв./MWh, без ДДС.

XIV. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25 – 149,53 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 30,13 лв./MWh, без ДДС.

XV. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18, както следва:

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 236,43 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 117,03 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 300,91 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 181,51 лв./MWh, без ДДС.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 149,49 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 30,09 лв./MWh, без ДДС.

XVI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали, с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22 – 439,16 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 319,76 лв./MWh, без ДДС.

XVII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници за електроцентрали, с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2 – 392,90 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 273,50 лв./MWh, без ДДС.

XVIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2 – 352,02 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 232,62 лв./MWh, без ДДС.

XIX. Определя премии за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., както следва:

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
1	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:		
1.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	213,09	98,10
1.2.	Среднонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	178,68	63,69
1.3.	Високонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	171,18	56,19
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	138,49
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	не определя премия
1.6.	ВтЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	73,53
1.7.	ВтЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	58,19
1.8.	ВтЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	148,58	33,82
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	587,58
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	133,33

1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	168,64
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	48,13
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5 MW	186,49	67,09
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	278,60
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	183,33
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	136,58
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	126,65
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	17,45
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	1,20
1.20.	ЕЦ над 5 MW за производство на електрическа енергия чрез директно използване на биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др.	218,60	99,20
2.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:		
2.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	222,83	107,84
2.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kWдо 10 000 kW	186,87	71,88
2.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	179,04	64,05
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	150,06
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	не определя премия

2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	76,24
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	58,30
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	22,30
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	472,24
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	374,07
2.11.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	88,27
2.12.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	77,45
2.13.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	238,68
2.14.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	369,34	249,94
2.15.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	133,63
2.16.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	124,46
2.17.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	12,65
2.18.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	не определя премия

3.	**Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР**		
3.1.	**Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл**	**397,95**	**278,55**
3.2.	**Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл**	**388,04**	**268,64**
3.3.	**Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл**	**425,95**	**306,55**
4.	**Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР**		
4.1.	**Нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW**	**193,35**	**78,36**
4.2.	**Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW**	**162,69**	**47,70**
4.3.	**Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kWдо 10 000 kW**	**156,01**	**41,02**
4.4.	**Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW**	**229,33**	**114,34**
4.5.	**Микро ВЕЦ с помпи**	**98,15**	**не определя премия**
4.6.	**Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор**	**104,43**	**не определя премия**
4.7.	**Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии**	**316,11**	**204,58**
4.8.	**Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp**	**237,05**	**125,52**
4.9.	**Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp**	**236,26**	**124,73**
4.10.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци**	**234,09**	**114,69**
4.11.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци**	**226,14**	**106,74**
4.12.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци**	**120,15**	**0,75**
4.13.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци**	**109,83**	**не определя премия**

4.14.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	276,54	157,14
4.15.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл	295,72	176,32
4.16.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	77,92
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	68,15
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	360,09
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	460,19	340,79
4.20.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	410,09	290,69
4.21.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	473,56	354,16
4.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	371,80	252,40
4.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	361,87	242,47
4.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомасса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	394,55	275,15
5.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР		
5.1.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	206,34	94,81
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	59,84
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	58,32

6.	**Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР**		
6.1.	**Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW**	**193,38**	**78,39**
6.2.	**Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW**	**242,30**	**127,31**
6.3.	**Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW**	**162,71**	**47,72**
6.4.	**Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW**	**156,04**	**41,05**
6.5.	**Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW**	**229,35**	**114,36**
6.6.	**Микро ВЕЦ с помпи**	**98,15**	**не определя премия**
6.7.	**ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW**	**151,39**	**36,63**
6.8.	**Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор**	**105,16**	**не определя премия**
6.9.	**Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии**	**196,58**	**85,05**
6.10.	**Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp**	**176,29**	**64,76**
6.11.	**Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp**	**160,20**	**48,67**
6.12.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци**	**213,90**	**94,50**
6.13.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци**	**206,32**	**86,92**
6.14.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци**	**105,15**	**не определя премия**
6.15.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци**	**89,16**	**не определя премия**
6.16.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури**	**176,96**	**57,56**
6.17.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури**	**164,48**	**45,08**
6.18.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции**	**434,13**	**314,73**

6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	387,53	268,13
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса,получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	349,32	229,92
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	337,44	218,04
6.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	373,76	254,36
7.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР		
7.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	189,31	74,32
7.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	236,92	121,93
7.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	159,14	44,15
7.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	152,36	37,37
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	224,37	109,38
7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	не определя премия
7.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	2,22
7.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	не определя премия
7.9.	ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	не определя премия
7.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	144,68	33,15
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	22,50
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	19,83

7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	94,50
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	86,92
7.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	не определя премия
7.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	не определя премия
7.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	250,82	131,42
7.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	278,48	159,08
7.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	222,80	103,40
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	57,56
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	45,08
7.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	453,12	333,72
7.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	434,13	314,73
7.24.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	350,22	230,82
7.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	338,34	218,94
7.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	374,66	255,26
7.27.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство	389,60	270,20

8.	**Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР**		
8.1.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци**	**179,54**	**60,14**
8.2.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци,прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци**	**157,88**	**70,01**
8.3.	**Електрически централи с инсталирана мощност от 200 kW до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци**	**310,69**	**191,29**
8.4.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци**	**296,89**	**177,49**
8.5.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство**	**334,72**	**215,32**
9.	**Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР**		
9.1.	**Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.**	**376,78**	**257,38**
9.2.	**Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 000 h.**	**349,06**	**229,66**
10.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта по т. 2**		
10.1.	**Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи над 2 250 часа**	**132,71**	**17,95**
11.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР**		
11.1.	**Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи до 2 250 часа**	**148,71**	**33,95**
12.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-12 от 26.03.2021 г. на КЕВР**		
12.1.	**За обособената група руслови, подязовирни, деривационни, с горен или долен изравнител водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW.**	**112,48**	**не определя премия**
13.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-18 от 18.06.2021 г. на КЕВР**		
13.1.	**Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW**	**122,50**	**7,74**

14. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 07.11.2011 г. на КЕВР:

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
14.1.	*Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метраи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	222,83		216,55	101,56	203,98	88,99	191,41	76,42	178,84	63,85	166,27	51,28	153,71	38,72	141,14	26,15	128,57	13,58	116,00	1,01	103,43	не определя премия
14.2.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метраи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	186,87		181,71	66,72	171,39	56,40	161,08	46,09	150,76	35,77	140,44	25,45	130,12	15,13	119,80	4,81	109,49	не определя премия	99,17	не определя премия	88,85	не определя премия
14.3.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	179,04		174,13	59,14	164,30	49,31	154,47	39,48	144,64	29,65	134,81	19,82	124,98	9,99	115,15	0,16	105,32	не определя премия	95,49	не определя премия	85,66	не определя премия
14.4.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																					
	265,05		257,45	142,46	242,24	127,25	227,03	112,04	211,82	96,83	196,61	81,62	181,40	66,41	166,19	51,20	150,98	35,99	135,77	20,78	120,56	5,57
14.5.	*Микро ВЕЦ с помпи*																					
	112,10		109,12	не определя премия	103,15	не определя премия	97,19	не определя премия	91,22	не определя премия	85,26	не определя премия	79,29	не определя премия	73,33	не определя премия	67,36	не определя премия	61,40	не определя премия	55,43	не определя премия
14.6.	*Вятърни електрически централи до 2 250 часа*																					
	191,00		187,18	72,42	179,54	64,78	171,91	57,15	164,27	49,51	156,63	41,87	148,99	34,23	141,35	26,59	133,72	18,96	126,08	11,32	118,44	3,68
14.7.	*Вятърни електрически централи над 2 250 часа*																					
	173,06		169,65	54,89	162,84	48,08	156,03	41,27	149,22	34,46	142,41	27,65	135,60	20,84	128,79	14,03	121,98	7,22	115,17	0,41	108,36	не определя премия
14.8.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																					
	137,06		134,99	20,23	130,86	16,10	126,73	11,97	122,60	7,84	118,47	3,71	114,34	не определя премия	110,21	не определя премия	106,08	не определя премия	101,95	не определя премия	97,82	не определя премия
14.9.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади*																					
	583,77		569,27	457,74	540,27	428,74	511,28	399,75	482,28	370,75	453,28	341,75	424,29	312,76	395,29	283,76	366,29	254,76	337,30	225,77	308,30	196,77
14.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp*																					
	485,60		473,67	362,14	449,82	338,29	425,97	314,44	402,11	290,58	378,26	266,73	354,41	242,88	330,56	219,03	306,70	195,17	282,85	171,32	259,00	147,47

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
14.11.	255,51	236,43	221,90	102,50	207,41	88,01	192,97	73,57	178,61	59,21	164,33	44,93	150,18	30,78	136,18	16,78	122,42	3,02	109,98	не определя премия	102,44	не определя премия
14.12.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	282,15	300,91	286,05	166,65	271,24	151,84	256,49	137,09	241,81	122,41	227,20	107,80	212,70	93,30	198,33	78,93	184,12	64,72	170,12	50,72	163,23	43,83
14.13.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	227,20	149,49	135,64	16,24	121,80	2,40	107,95	не определя премия	94,11	не определя премия	80,28	не определя премия	66,45	не определя премия	52,63	не определя премия	38,84	не определя премия	25,11	не определя премия	18,34	не определя премия
14.14.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																					
	405,61	439,16	417,04	297,64	394,99	275,59	373,00	253,60	351,10	231,70	329,31	209,91	307,66	188,26	286,17	166,77	264,88	145,48	243,88	124,48	233,50	114,10
14.15.	*Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																					
	253,03		249,34	129,94	241,96	122,56	234,58	115,18	227,20	107,80	219,82	100,42	212,43	93,03	205,05	85,65	197,67	78,27	190,29	70,89	182,91	63,51
14.16.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																					
	243,86		240,40	121,00	233,50	114,10	226,60	107,20	219,69	100,29	212,79	93,39	205,89	86,49	198,99	79,59	192,08	72,68	185,18	65,78	178,28	58,88
14.17.	*Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци*																					
	132,05		129,73	10,33	125,10	5,70	120,47	1,07	115,84	не определя премия	111,21	не определя премия	106,57	не определя премия	101,94	не определя премия	97,31	не определя премия	92,68	не определя премия	88,05	не определя премия
14.18.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци*																					
	119,27		117,45	не определя премия	113,81	не определя премия	110,17	не определя премия	106,53	не определя премия	102,89	не определя премия	99,24	не определя премия	95,60	не определя премия	91,96	не определя премия	88,32	не определя премия	84,68	не определя премия
14.19.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																					
	429,42	392,90	360,19	240,79	327,50	208,10	294,85	175,45	262,25	142,85	229,72	110,32	197,30	77,90	165,06	45,66	133,15	13,75	101,92	не определя премия	86,84	не определя премия

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията															
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
14.1.	*Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW*																	
	195,03	207,67	204,63	85,23	201,59	82,19	198,55	79,15	195,51	76,11	192,47	73,07	189,42	70,02	186,38	66,98	183,34	63,94
14.2.	*Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW*																	
	185,99	196,85	193,82	74,42	190,79	71,39	187,76	68,36	184,73	65,33	181,71	62,31	178,68	59,28	175,65	56,25	172,62	53,22
14.3.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	335,19	358,08	352,30	232,90	346,51	227,11	340,73	221,33	334,94	215,54	329,16	209,76	323,37	203,97	317,59	198,19	311,80	192,40
14.4.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия*																	
	348,61	369,34	362,85	243,45	356,37	236,97	349,88	230,48	343,39	223,99	336,91	217,51	330,42	211,02	323,93	204,53	317,44	198,04
14.5.	*Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл*																	
	390,76	397,95	387,47	268,07	376,99	257,59	366,51	247,11	356,03	236,63	345,56	226,16	335,08	215,68	324,60	205,20	314,12	194,72
14.6.	*Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл*																	
	380,45	388,04	377,73	258,33	367,43	248,03	357,12	237,72	346,82	227,42	336,51	217,11	326,20	206,80	315,90	196,50	305,59	186,19
14.7.	*Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл*																	
	419,11	425,95	413,62	294,22	401,29	281,89	388,96	269,56	376,63	257,23	364,30	244,90	351,96	232,56	339,63	220,23	327,30	207,90

15. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-019 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
15.1.	*Нисконапорни деривационни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	193,35		188,55	73,56	178,94	63,95	169,34	54,35	159,73	44,74	150,12	35,13	140,52	25,53	130,91	15,92	121,31	6,32	111,70	не определя премия
15.2.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	162,69		158,75	43,76	150,86	35,87	142,98	27,99	135,09	20,10	127,20	12,21	119,32	4,33	111,43	не определя премия	103,55	не определя премия	95,66	не определя премия
15.3.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	156,01		152,25	37,26	144,74	29,75	137,23	22,24	129,72	14,73	122,21	7,22	114,69	не определя премия	107,18	не определя премия	99,67	не определя премия	92,16	не определя премия
15.4.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW*																			
	229,33		223,52	108,53	211,90	96,91	200,27	85,28	188,65	73,66	177,03	62,04	165,40	50,41	153,78	38,79	142,16	27,17	130,53	15,54
15.5.	*Микро ВЕЦ с помпи*																			
	98,15		95,87	не определя премия	91,31	не определя премия	86,75	не определя премия	82,19	не определя премия	77,63	не определя премия	73,08	не определя премия	68,52	не определя премия	63,96	не определя премия	59,40	не определя премия
15.6.	*Вятърни електрически централи до 2 250 часа*																			
	148,71		146,29	31,53	141,43	26,67	136,57	21,81	131,71	16,95	126,85	12,09	121,99	7,23	117,13	2,37	112,27	не определя премия	107,41	не определя премия
15.7.	*Вятърни електрически централи над 2 250 часа*																			
	132,71		130,60	15,84	126,37	11,61	122,14	7,38	117,92	3,16	113,69	не определя премия	109,46	не определя премия	105,23	не определя премия	101,00	не определя премия	96,78	не определя премия
15.8.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																			
	104,43		103,22	не определя премия	100,80	не определя премия	98,38	не определя премия	95,96	не определя премия	93,54	не определя премия	91,12	не определя премия	88,70	не определя премия	86,28	не определя премия	83,86	не определя премия
15.9.	*ФЕЦ с обща инсталирана мощност над 200 до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии*																			
	316,11		309,70	198,17	296,87	185,34	284,03	172,50	271,20	159,67	258,37	146,84	245,54	134,01	232,71	121,18	219,87	108,34	207,04	95,51
15.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																			
	237,05		232,42	120,89	223,14	111,61	213,87	102,34	204,59	93,06	195,32	83,79	186,04	74,51	176,77	65,24	167,49	55,96	158,22	46,69

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
15.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																			
	236,26		231,65	120,12	222,41	110,88	213,17	101,64	203,93	92,40	194,69	83,16	185,45	73,92	176,21	64,68	166,97	55,44	157,73	46,20
15.12.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	234,09		231,35	111,95	225,86	106,46	220,37	100,97	214,89	95,49	209,40	90,00	203,91	84,51	198,42	79,02	192,94	73,54	187,45	68,05
15.13.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	226,14		223,57	104,17	218,44	99,04	213,31	93,91	208,18	88,78	203,05	83,65	197,91	78,51	192,78	73,38	187,65	68,25	182,52	63,12
15.14.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	120,15		118,43	не определя премия	114,99	не определя премия	111,54	не определя премия	108,10	не определя премия	104,66	не определя премия	101,21	не определя премия	97,77	не определя премия	94,33	не определя премия	90,88	не определя премия
15.15.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	109,83		108,48	не определя премия	105,78	не определя премия	103,09	не определя премия	100,39	не определя премия	97,69	не определя премия	95,00	не определя премия	92,30	не определя премия	89,60	не определя премия	86,91	не определя премия
15.16.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																			
	232,40	149,53	135,69	16,29	121,85	2,45	108,01	не определя премия	94,18	не определя премия	80,35	не определя премия	66,54	не определя премия	52,74	не определя премия	38,99	не определя премия	25,37	не определя премия
15.17.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																			
	400,97	360,42	331,02	211,62	301,64	182,24	272,31	152,91	243,03	123,63	213,84	94,44	184,77	65,37	155,91	36,51	127,40	8,00	99,59	не определя премия

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
15.1.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	267,07	276,54	272,23	152,83	267,93	148,53	263,62	144,22	259,31	139,91	255,01	135,61	250,70	131,30	246,39	126,99	242,08	122,68
15.2.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл*																	
	287,30	295,72	290,38	170,98	285,04	165,64	279,70	160,30	274,36	154,96	269,02	149,62	263,67	144,27	258,33	138,93	252,99	133,59
15.3.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури*																	
	192,29	197,32	195,06	75,66	192,79	73,39	190,53	71,13	188,27	68,87	186,01	66,61	183,74	64,34	181,48	62,08	179,22	59,82
15.4.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури*																	
	182,86	187,55	185,30	65,90	183,04	63,64	180,79	61,39	178,53	59,13	176,28	56,88	174,03	54,63	171,77	52,37	169,52	50,12
15.5.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	472,63	479,49	472,21	352,81	464,92	345,52	457,64	338,24	450,36	330,96	443,08	323,68	435,79	316,39	428,51	309,11	421,23	301,83
15.6.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	452,14	460,19	453,77	334,37	447,34	327,94	440,92	321,52	434,49	315,09	428,07	308,67	421,65	302,25	415,22	295,82	408,80	289,40
15.7.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	402,66	410,09	404,52	285,12	398,95	279,55	393,38	273,98	387,81	268,41	382,25	262,85	376,68	257,28	371,11	251,71	365,54	246,14
15.8.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия*																	
	465,79	473,56	466,52	347,12	459,48	340,08	452,45	333,05	445,41	326,01	438,37	318,97	431,33	311,93	424,29	304,89	417,26	297,86
15.9.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл*																	
	367,88	371,80	364,01	244,61	356,21	236,81	348,42	229,02	340,63	221,23	332,84	213,44	325,04	205,64	317,25	197,85	309,46	190,06
15.10.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл*																	
	357,98	361,87	354,21	234,81	346,54	227,14	338,88	219,48	331,21	211,81	323,55	204,15	315,89	196,49	308,22	188,82	300,56	181,16
15.11.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомасса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл*																	
	391,06	394,55	385,38	265,98	376,21	256,81	367,05	247,65	357,88	238,48	348,71	229,31	339,54	220,14	330,37	210,97	321,21	201,81

16. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-28 от 29.08.2012 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
		процент на безвъзмездното финансиране																	
		до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
		Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.1.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади*																		
	206,34	202,40	90,87	194,51	82,98	186,61	75,08	178,72	67,19	170,83	59,30	162,93	51,40	155,04	43,51	147,15	35,62	139,25	27,72
16.2.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																		
	171,37	168,21	56,68	161,89	50,36	155,57	44,04	149,25	37,72	142,93	31,40	136,61	25,08	130,29	18,76	123,97	12,44	117,65	6,12
16.3.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																		
	169,85	166,73	55,20	160,48	48,95	154,22	42,69	147,97	36,44	141,72	30,19	135,47	23,94	129,22	17,69	122,96	11,43	116,71	5,18

17. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-20 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.1.	*Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и синсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	193,38		183,77	68,78	174,17	59,18	164,56	49,57	154,96	39,97	145,35	30,36	135,74	20,75	126,14	11,15	116,53	1,54
17.2.	*Нисконапорни руслови ВЕЦс годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	242,30		230,21	115,22	218,11	103,12	206,02	91,03	193,92	78,93	181,83	66,84	169,73	54,74	157,64	42,65	145,54	30,55
17.3.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра ис инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	162,71		154,82	39,83	146,94	31,95	139,05	24,06	131,17	16,18	123,28	8,29	115,39	0,40	107,51	не определя премия	99,62	не определя премия
17.4.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и синсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	156,04		148,53	33,54	141,02	26,03	133,50	18,51	125,99	11,00	118,48	3,49	110,97	не определя премия	103,46	не определя премия	95,94	не определя премия
17.5.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																	
	229,35		217,73	102,74	206,10	91,11	194,48	79,49	182,85	67,86	171,23	56,24	159,61	44,62	147,98	32,99	136,36	21,37
17.6.	*Микро ВЕЦ с помпи*																	
	98,15		93,60	не определя премия	89,06	не определя премия	84,51	не определя премия	79,97	не определя премия	75,42	не определя премия	70,87	не определя премия	66,33	не определя премия	61,78	не определя премия
17.7.	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 кВт*																	
	151,39		146,91	32,15	142,42	27,66	137,94	23,18	133,45	18,69	128,97	14,21	124,48	9,72	120,00	5,24	115,51	0,75
17.8.	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW*																	
	122,50		118,83	4,07	115,16	0,40	111,49	не определя премия	107,82	не определя премия	104,16	не определя премия	100,49	не определя премия	96,82	не определя премия	93,15	не определя премия
17.9.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																	
	105,16		102,74	не определя премия	100,32	не определя премия	97,90	не определя премия	95,48	не определя премия	93,06	не определя премия	90,63	не определя премия	88,21	не определя премия	85,79	не определя премия
17.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kW до 1 000 kW, монтирани на покриви и фасади*																	
	196,58		188,63	77,10	180,68	69,15	172,72	61,19	164,77	53,24	156,82	45,29	148,87	37,34	140,92	29,39	132,96	21,43

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	176,29		169,18	57,65	162,06	50,53	154,95	43,42	147,84	36,31	140,73	29,20	133,61	22,08	126,50	14,97	119,39	7,86
17.12.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kW*																	
	160,20		153,84	42,31	147,47	35,94	141,11	29,58	134,74	23,21	128,38	16,85	122,02	10,49	115,65	4,12	109,29	не определя премия
17.13.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																	
	206,32		201,44	82,04	196,57	77,17	191,69	72,29	186,82	67,42	181,94	62,54	177,06	57,66	172,19	52,79	167,31	47,91
17.14.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	249,66	206,54	193,18	73,78	179,88	60,48	166,63	47,23	153,46	34,06	140,40	21,00	127,48	8,08	114,76	не определя премия	102,32	не определя премия
17.15.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса,получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	277,39	295,02	280,78	161,38	266,57	147,17	252,43	133,03	238,34	118,94	224,34	104,94	210,43	91,03	196,64	77,24	183,01	63,61
17.16.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	221,71	138,29	125,57	6,17	112,85	не определя премия	100,13	не определя премия	87,41	не определя премия	74,71	не определя премия	62,00	не определя премия	49,32	не определя премия	36,66	не определя премия
17.17.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса отрастителни и животински субстанции*																	
	447,43	460,84	436,98	317,58	413,19	293,79	389,48	270,08	365,87	246,47	342,38	222,98	319,05	199,65	295,91	176,51	273,02	153,62
17.18.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	453,12	463,98	439,21	319,81	414,53	295,13	389,96	270,56	365,52	246,12	341,25	221,85	317,18	197,78	293,37	173,97	269,91	150,51
17.19.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	387,04	390,58	362,86	243,46	335,19	215,79	307,58	188,18	280,04	160,64	252,61	133,21	225,33	105,93	198,26	78,86	171,51	52,11
17.20.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури*																	
	176,96		174,33	54,93	171,70	52,30	169,07	49,67	166,44	47,04	163,81	44,41	161,18	41,78	158,55	39,15	155,92	36,52

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.21.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури*																	
	164,48		161,85	42,45	159,22	39,82	156,58	37,18	153,95	34,55	151,32	31,92	148,69	29,29	146,06	26,66	143,42	24,02
17.22.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	434,13		427,88	308,48	421,62	302,22	415,37	295,97	409,11	289,71	402,86	283,46	396,61	277,21	390,35	270,95	384,10	264,70
17.23.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	387,53		381,92	262,52	376,31	256,91	370,70	251,30	365,09	245,69	359,48	240,08	353,86	234,46	348,25	228,85	342,64	223,24
17.24.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																	
	213,90		208,69	89,29	203,47	84,07	198,26	78,86	193,05	73,65	187,84	68,44	182,62	63,22	177,41	58,01	172,20	52,80
17.25.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																	
	105,15		101,55	не определя премия	97,94	не определя премия	94,34	не определя премия	90,74	не определя премия	87,14	не определя премия	83,53	не определя премия	79,93	не определя премия	76,33	не определя премия
17.26.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																	
	89,16		86,30	не определя премия	83,43	не определя премия	80,57	не определя премия	77,71	не определя премия	74,85	не определя премия	71,98	не определя премия	69,12	не определя премия	66,26	не определя премия
17.27.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																	
	349,32		342,37	222,97	335,43	216,03	328,48	209,08	321,53	202,13	314,59	195,19	307,64	188,24	300,69	181,29	293,74	174,34
17.28.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																	
	337,44		330,10	210,70	322,75	203,35	315,41	196,01	308,06	188,66	300,72	181,32	293,37	173,97	286,03	166,63	278,68	159,28
17.29.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																	
	373,76		365,56	246,16	357,37	237,97	349,17	229,77	340,97	221,57	332,78	213,38	324,58	205,18	316,38	196,98	308,18	188,78

18. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-14 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.1.	*Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	189,31		184,60	69,61	175,20	60,21	165,80	50,81	156,39	41,40	146,99	32,00	137,59	22,60	128,18	13,19	118,78	3,79	109,38	не определя премия
18.2.	*Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW*																			
	236,92		231,00	116,01	219,17	104,18	207,35	92,36	195,52	80,53	183,69	68,70	171,87	56,88	160,04	45,05	148,22	33,23	136,39	21,40
18.3.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	159,14		155,28	40,29	147,57	32,58	139,86	24,87	132,14	17,15	124,43	9,44	116,72	1,73	109,00	не определя премия	101,29	не определя премия	93,58	не определя премия
18.4.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	152,36		148,69	33,70	141,36	26,37	134,02	19,03	126,69	11,70	119,35	4,36	112,02	не определя премия	104,68	не определя премия	97,35	не определя премия	90,01	не определя премия
18.5.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																			
	224,37		218,68	103,69	207,31	92,32	195,94	80,95	184,57	69,58	173,20	58,21	161,82	46,83	150,45	35,46	139,08	24,09	127,71	12,72
18.6.	*Микро ВЕЦ с помпи*																			
	93,69		91,52	не определя премия	87,18	не определя премия	82,84	не определя премия	78,50	не определя премия	74,16	не определя премия	69,82	не определя премия	65,48	не определя премия	61,14	не определя премия	56,80	не определя премия
18.7.	*ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW*																			
	116,98		115,26	0,50	111,80	не определя премия	108,33	не определя премия	104,86	не определя премия	101,40	не определя премия	97,93	не определя премия	94,47	не определя премия	91,00	не определя премия	87,53	не определя премия
18.8.	*ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW*																			
	95,55		93,52	не определя премия	90,66	не определя премия	87,80	не определя премия	84,94	не определя премия	82,08	не определя премия	79,21	не определя премия	76,35	не определя премия	73,49	не определя премия	70,63	не определя премия
18.9.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																			
	83,16		82,21	не определя премия	80,29	не определя премия	78,38	не определя премия	76,47	не определя премия	74,55	не определя премия	72,64	не определя премия	70,72	не определя премия	68,81	не определя премия	66,90	не определя премия
18.10.	*Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии*																			
	144,68		130,21	18,68	115,75	4,22	101,28	не определя премия	86,81	не определя премия	72,34	не определя премия	57,87	не определя премия	43,40	не определя премия	28,94	не определя премия	14,47	не определя премия

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																			
	134,03		131,34	19,81	125,93	14,40	120,52	8,99	115,12	3,59	109,71	не определя премия	104,30	не определя премия	98,89	не определя премия	93,48	не определя премия	88,08	не определя премия
18.12.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																			
	131,36		128,77	17,24	123,56	12,03	118,34	6,81	113,12	1,59	107,90	не определя премия	102,68	не определя премия	97,46	не определя премия	92,24	не определя премия	87,02	не определя премия
18.13.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	213,90		211,29	91,89	206,08	86,68	200,87	81,47	195,66	76,26	190,44	71,04	185,23	65,83	180,02	60,62	174,81	55,41	169,60	50,20
18.14.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	206,32		203,88	84,48	199,01	79,61	194,13	74,73	189,25	69,85	184,38	64,98	179,50	60,10	174,63	55,23	169,75	50,35	164,87	45,47
18.15.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	105,15		103,35	не определя премия	99,75	не определя премия	96,14	не определя премия	92,54	не определя премия	88,94	не определя премия	85,33	не определя премия	81,73	не определя премия	78,13	не определя премия	74,52	не определя премия
18.16.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	89,16		87,72	не определя премия	84,86	не определя премия	81,99	не определя премия	79,13	не определя премия	76,27	не определя премия	73,40	не определя премия	70,54	не определя премия	67,68	не определя премия	64,81	не определя премия
18.17.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																			
	250,82		248,72	129,32	244,52	125,12	240,32	120,92	236,12	116,72	231,92	112,52	227,72	108,32	223,52	104,12	219,32	99,92	215,12	95,72
18.18.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																			
	278,48		275,86	156,46	270,61	151,21	265,37	145,97	260,12	140,72	254,87	135,47	249,63	130,23	244,38	124,98	239,13	119,73	233,89	114,49
18.19.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																			
	222,80		220,84	101,44	216,94	97,54	213,03	93,63	209,12	89,72	205,22	85,82	201,31	81,91	197,41	78,01	193,50	74,10	189,59	70,19
18.20.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури*																			
	176,96		175,64	56,24	173,01	53,61	170,38	50,98	167,75	48,35	165,12	45,72	162,50	43,10	159,87	40,47	157,24	37,84	154,61	35,21

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.21.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури*																			
	164,48		163,17	43,77	160,54	41,14	157,90	38,50	155,27	35,87	152,64	33,24	150,01	30,61	147,38	27,98	144,74	25,34	142,11	22,71
18.22.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	453,12		448,88	329,48	440,41	321,01	431,94	312,54	423,48	304,08	415,01	295,61	406,54	287,14	398,07	278,67	389,60	270,20	381,14	261,74
18.23.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	434,13		431,00	311,60	424,75	305,35	418,49	299,09	412,24	292,84	405,99	286,59	399,73	280,33	393,48	274,08	387,23	267,83	380,97	261,57
18.24.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	387,53	389,44	369,29	249,89	349,16	229,76	329,04	209,64	308,94	189,54	288,87	169,47	268,81	149,41	248,80	129,40	228,82	109,42	208,90	89,50
18.25.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	447,43	454,06	430,04	310,64	406,07	286,67	382,16	262,76	358,32	238,92	334,57	215,17	310,94	191,54	287,44	168,04	264,13	144,73	241,06	121,66
18.26.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																			
	350,22		346,75	227,35	339,80	220,40	332,85	213,45	325,91	206,51	318,96	199,56	312,01	192,61	305,06	185,66	298,12	178,72	291,17	171,77
18.27.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																			
	387,94	351,65	323,81	204,41	296,01	176,61	268,24	148,84	240,52	121,12	212,86	93,46	185,32	65,92	157,93	38,53	130,80	11,40	104,17	не определя премия
18.28.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																			
	338,34		334,67	215,27	327,32	207,92	319,98	200,58	312,63	193,23	305,29	185,89	297,94	178,54	290,60	171,20	283,25	163,85	275,91	156,51
18.29.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																			
	374,66		371,16	251,76	362,96	243,56	354,77	235,37	346,57	227,17	338,37	218,97	330,17	210,77	321,97	202,57	313,78	194,38	305,58	186,18

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.30.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство*																			
	389,60		385,64	266,24	377,74	258,34	369,83	250,43	361,93	242,53	354,03	234,63	346,12	226,72	338,22	218,82	330,31	210,91	322,41	203,01

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, като разгледа **заявление с вх. № Е-14-01-16 от 07.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация София“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-49-4 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив, заявление с вх. № Е-14-04-4 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Плевен“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-13-3 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Бургас“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-53-3 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-06-5 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация – Враца“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-05-3 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново, заявление с вх. № Е-14-16-3 от 02.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Разград“ АД, заявление с вх. № Е-14-56-4 от 16.04.2021 г за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив, заявление с вх. № Е-14-09-6 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Русе“ АД, заявление с вх. № Е-14-03-6 от 31.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Перник“ АД, заявление с вх. № Е-14-07-2 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Сливен“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-11-2 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Габрово“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-24-5 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-68-2 от 08.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай, заявление с вх. № Е-14-70-2 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, заявление с вх. № Е-14-73-2 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа, подадено от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, заявление с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД, заявление с вх. № Е-14-59-1 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от ЧЗП „Румяна Величкова“, заявление с вх. № Е-14-58-1 от 16.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Алт Ко“ АД, заявление с вх. № Е-14-31-5 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Брикел“ ЕАД, заявление с вх. № Е-12-18-1 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Солвей Соди“ АД, заявление с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Декотекс“ АД, заявление с вх. № Е-14-57-1 от 30.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Енергиен**

Център ЗЕБРА“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-77-1 от 02.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Белла България“ АД, заявление с вх. № Е-14-63-1 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2021 за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Овердрайв“ АД, заявление с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „МБАЛ – Търговище“ АД, заявление с вх. № Е-14-75-1 от 08.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора, заявление с вх. № Е-14-74-2 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Петров дол“ ООД, заявление с вх. № Е-14-79-2 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадено от „Коген Загоре“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-33-5 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-308-1 от 14.04.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Нова Пауър“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-71-4 от 05.05.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Петрич“ ЕАД, доклад с вх. № Е-Дк-425 от 21.05.2021 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 02.06.2021 г. открито заседание и на 07.06.2021 г. обществено обсъждане, установи следното:

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 от ЗЕ определят, че на регулиране от Комисията подлежат цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти и по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на клиенти. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, а именно за производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 500 kW.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ Комисията определя ежегодно премии за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ премиите се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. За тези производители съгласно чл. 33, ал. 2 от ЗЕ, Комисията определя преференциални цени, във връзка с определяне на премията.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на §1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена, определена от Комисията по методика за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия

съобразно изискванията на ЗЕ, наредбите по приложението му и указанията, дадени от Комисията относно образуването на цените.

Основните принципи на ценово регулиране са заложени в ЗЕ, а методите за регулиране на цените, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и утвърждаването на цените, редът за определяне на премиите, методиката за определяне на прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник се определят с наредби за електрическата енергия и топлинната енергия.

С решение по Протокол № 28 от 21.02.2012 г. Комисията е приела прилагането на метод „норма на възвръщаемост на капитала“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“. В тази връзка на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР са приети Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“ (Указания-НВ).

Правилата на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ се съдържат в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и от НРЦЕЕ това е метод, при който Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година; следващ регулаторен преглед се извършва по решение на Комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

По смисъла на §1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и §1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ „регулаторен преглед“ означава дейност, при която Комисията извършва анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозната информация за следващ ценови/регулаторен период, предоставена от енергийните предприятия. В резултат на регулаторния преглед, при прилагане на метода „норма на възвръщаемост на капитала“, Комисията утвърждава прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала.

След извършен регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., считано от 01.07.2020 г., е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ на **35 дружества** от сектор „Топлоенергетика“.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо на Комисията с изх. № Е-14-00-2 от 15.03.2021 г. (Писмото) на 39 дружества от сектор „Топлоенергетика“ е указано до 01.04.2021 г. да подадат заявления в КЕВР за утвърждаване на цените на енергия, като представят:

I. Отчетни данни, в т. ч.:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2020 г. и за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Приложение № 3);

2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани разходи за ремонт за регулираната дейност, представени по позиции и стойност с обосновка, че така представените разходи нямат инвестиционен характер и отчет и анализ на извършените инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2020 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2020 г. и за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh, в т. ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh;
- други.

6. Цените на горивата да бъдат изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2);

*За ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2020 г. – 31.03.2021 г. и прогноза за периода 01.04.2021 г. – 30.06.2021 г.

****Дружествата с основно гориво природен газ следва да представят разходо-оправдателни документи помесечно за закупуването му, както и за закупените общо количества емисии CO_2 за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (с прогноза за периода 01.04.2021 г. – 30.06.2021 г.)**

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2019 г., 2020 г. и ценовия период 01.07.2020-30.06.2021 г., съгласно приложена справка (Приложения № 4 и № 6);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството;

На дружествата е указано в приложената информация към годишния финансов отчет да представят допълнителни справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, приета с протоколно решение № 90 от 03.08.2006 г. на ДКЕВР. На основание чл. 37, ал. 3 от ЗЕ енергийните предприятия, които подлежат на независим финансов одит, следва да представят на Комисията одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделната счетоводна отчетност.

9. Копие от действащите договори за кредит със срок на погасяване по-дълъг от една година и договорите за финансов лизинг, отнасящи се за лицензионните дейности.

10. Количества закупени квоти за емисии парникови газове (CO_2) за 2020 г. и за ценовия период 01.07.2020-30.06.2021 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни емисии CO_2. Копие на верифицирани доклади на Изпълнителна агенция по околна среда за 2020 г. Попълнен формуляр за докладване на годишни емисии за ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г., като се включат прогнозни данни за периода 01.04.2021 г. – 30.06.2021 г.

11. В изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ допълнителна справка за предходните три календарни години от производители, които не осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови потребители или не използват 100 на сто произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция и чиито общи годишни приходи са над 5 000 000 лв. и приходите от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, съгласно одитираните годишни финансови отчети;

12. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1;

13. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW.

II. Прогнозни данни:

1. Прогнозната информация се изготвя и представя в съответствие с Указания-НВ, публикувани на интернет страницата на КЕВР, по приложения модел (справки от № 1 до № 9).

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh, в т. ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh;

- други.

3. За следващия регулаторен период стойността на дълготрайните активи, пряко свързани с регулираната дейност, заложена в регулаторната база на активите, е към 31.12.2020 г. и в съответствие с Раздел II на Указания-НВ.

4. Дружествата представят на Комисията писмени обосновки на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност.

5. Договори за продажба на електрическа енергия за 2021 г., с всички приложения към тях (включително спецификациите към договорите).

6. Копие на всички действащи договори за доставка на природен газ, въглища, течни горива, биогорива и др., с всички приложения към тях.

7. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 29 от НРЦТЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация в едномесечен срок преди подаване на заявлението в КЕВР.

8. Попълнен формуляр за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) с прогнозно количество квоти за емисии парникови газове (CO_2) за ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. и справка за количеството безплатни емисии CO_2 (чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО) за същия период.

9. Копие на действащо комплексно разрешително, ако такова се изисква по Закона за опазване на околната среда.

10. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

На дружествата е указано изчисленията да се извършат при следните условия:

1. Структура на капитала към 31.12.2020 г., с примерна стойност на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период.

2. Прогнозни ценови параметри:

- природен газ – прогнозна индивидуална цена на природен газ за съответното дружество съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. - в лв./MWh и в лв./knm^3;

- въглища, течни горива и биогорива – среднопретеглена цена между наличните количества на склад към 01.03.2021 г. и по действащите договори за доставка (Приложение № 2);

В ценовите справки се включват само горивата, посочени в комплексното разрешително или определени с решение на МОСВ за използването им.

3. Прогнозен курс на долара – валутен курс на БНБ, валиден към датата на подаване на заявлението;

4. Прогнозна пазарна цена на електрическа енергия - определената от КЕВР с решение № Ц-28 от 01.07.2020 г.;

5. Примерна стойност на коефициента за ефективност на производството на електрическа енергия – определената от КЕВР с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. за съответното дружество;

6. Прогнозна цена на тон емисии CO_2 – 40 евро/t.

Допълнително с писмо с изх. № Е-14-00-5 от 11.05.2021 г. от 12 топлофикационни дружества е поискано да представят обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С оглед осъществяване на правомощията на КЕВР по ценовото регулиране, произтичащи от ЗЕ и подзаконовите актове по прилагането му, и във връзка с подадените от дружествата от сектор „Топлоенергетика“ заявления за утвърждаване на цени на енергия, работната група, създадена със Заповед № З-Е-65 от 05.04.2021 г., изменена със Заповед № З-Е-72 от 12.04.2021 г. на Председателя на КЕВР, е извършила преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ. След представяне от заявителите на необходимата информация е извършено проучване на данните и документите, съдържащи се в заявленията и приложенията към тях.

Основните цели на извършения в КЕВР регулаторен преглед са свързани с установяването на фактическите технико-икономически и финансови резултати на дружествата, като изходна предпоставка за утвърждаването на прогнозните данни за новия регулаторен период.

Конкретните задачи на регулаторния преглед са, както следва:

1. Да се съпоставят и сравнят утвърдените прогнозни технико-икономически параметри, за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. и отчетените действителни параметри, постигнати след изтичане на прогнозния период, с цел да се установят отклоненията между тях и да се направи анализ на причините за тези отклонения.

2. Да се оцени и сравни постигнатото общо финансово - икономическо състояние на дружествата към края на 2020 г., като предпоставка за осъществяване на дейността по лицензиите.

Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетените технико-икономически и финансови резултати са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ в доклад с вх. № Е-Дк-425 от 21.05.2021 г. (Доклада).

Констатациите от извършения анализ на фактическите технико-икономически и финансови резултати на енергийните предприятия обуславят извода, че по отношение на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ са налице предпоставките за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цени на енергия за нов регулаторен период съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ.

След прегледа на представените от дружествата заявления за новия ценови период от 01.07.2021 г. при метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ в ценообразуващите справки са нанесени корекции при прилагане на следния общ подход:

1. Прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) на дружествата са формирани при направен детайлен анализ на компонентите, като увеличения, в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период, са допускани само при наличие на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност. В общия случай прогнозните позиции на УПР са запазени на нивото на отчетените през 2020 г., през отчетния ценови период 01.07.2020 – 30.06.2021 г. или намалени в съответствие с променени обстоятелства в приетата производствена програма през новия ценови период - например драстично занижени режими на производство, в контекста на инсталираните мощности и натоварванията на съоръженията през изминалия ценови период или липса на мотивирана обосновка, както и периоди в годината, през които енергийното производство работи за собствено потребление на клиентите на неговата площадка. Към утвърдените от Комисията разходни позиции на УПР се допуска добавянето на нови само при подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност. Корекциите на стойностите от тези предложени от дружествата нови разходни позиции целят и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени. Не се допускат неприсъщи разходи, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции или завишени разходи, вследствие прогнози за аварии и др. С оглед гарантиране на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, цените на топлинната и електрическа енергия следва да отчитат и възможностите на клиентите да заплащат енергийните продукти. В тази връзка, поради драстичното повишаване към момента на цената на емисиите за въглероден диоксид с над 100%, както и на цената на основното гориво на международните пазари с над 30%, дружествата следва да прецизират, реорганизират и приоритизират разходите си, респективно да търсят възможности за тяхното отлагане във времето с цел запазване на клиентите си на услугата. По тези причини, заявените за новия регулаторен период УПР са допълнително намалени.

1.1. Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия. При определяне на амортизационните квоти е съобразен техническият полезен живот на активите, като по отношение на активите в преноса са взети предвид извършените инвестиции в мрежата

с подмяна на тръбите с предварително изолирани, което води до по-дълъг полезен живот.

1.2. При разходите за ремонт е извършен анализ на планираните и реално изпълнените ремонтни дейности през 2020 г., както и на възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода-производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в позицията разходи с инвестиционен характер. Аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период, могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходни документи. В общия случай, при пропуски в изискванията за обосновка, разходът за ремонт е коригиран до отчетената стойност през 2020 г. При наличие на мотивирани обосновки относно необходимостта от извършване на ремонтни дейности с оглед недопускане на рязко покачване на цените и запазване на възможността на клиентите за редовно заплащане на задълженията си, стойността на разхода е допуснато да превишава отчетната стойност с 10% от отчетната стойност през базисната година. За дружествата, при доказани и мотивирани обосновки за необходимост от извършване на основни ремонти при изчерпване на часовете пробег на завода-производител на оборудването е допуснато максимално повишение на разхода в рамките до 50% от отчетната стойност през базисната година.

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски не са допускани увеличения на стойностите в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период. Задържането на повишението на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цена на природния газ.

1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсиране чрез съответните количества енергия;

1.5. Разходи, свързани с услугата „дялово разпределение“, не се включват в регулираните цени, като неприсъщи за лицензионната дейност;

1.6. Разходите за съдебни производства, в случай че са включени в утвърдените разходи, са коригирани с приходите от спечелените съдебни процеси, съобразно представената информация от дружествата.

2. Регулаторната база на активите (РБА) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел II от Указания-НВ. За регулаторни цели в РБА не се включва стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи, в съответствие с чл. 14, ал. 3, т. 4 от НРЦЕЕ и чл. 9, ал. 5, т. 4 от НРЦТЕ.

За всички дружества оборотният капитал е изчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. Норма на възвръщаемост на капитала (НВ) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел III от Указания-НВ.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} * \left(\frac{НВ_{ск}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} * НВ_{ПК} ,$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$Д_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$НВ_{СК}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$Д_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$НВ_{ПК}$ – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета (β) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

За изчисляване на цената на собствения капитал, Комисията прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM).

НВСК = Безрискова премия + βе * Пазарна рискова премия

3.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 0,2584% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е от среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период април 2020 г. – март 2021 г. по данни на Българската народна банка[10].

3.2. β коефициент на активите

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Съгласно информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, безлостовият β коефициент за 2021 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,55. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък β коефициент. Damodaran цитира и коригирана прогноза за β на активите, като корекцията се основава на предположението, че част от стойността на собствения капитал се състои от парични средства с β стойност, приета за нула. Стойностите,

[10]https://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/index.htm?FILTERSANDVALUES=%27FREQ=M%27&pageId=38&series=2&KEYFAMILY=LTIR&TRANSFORMATION=SDMX_VERTICAL

публикувани на сайта, са средно с 0,03 по-високи от реалните за енергийния сектор. При изчислението по-долу тези факти не са взети предвид, като е използван безлостов β коефициент от 0,55, въпреки че е възможно да се приеме и по-ниска стойност.

Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на енергийните дружества и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент Стойността на лостовия β коефициент се определя по формулата:

βе=β х (1+(1-ДС)хДпк/Дск), където:

βе – стойност на лостовия β коефициент;
β – стойност на безлостовия β коефициент;
$Д_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;
ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;
$Д_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

3.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,72% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,27%.

3.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ. Aswath Damodaran препоръчва стойност от 1,55% за България.

$НВ_{СК}$ = Безрискова премия + βе * Пазарна рискова премия
$НВ_{ПК}$ = Безрискова премия + Рейтингов корпоративен спред
НВ = Дск*НВск/(1-ДС) + Дпк*НВпк

4. Прогнозните количества произведена и продадена електрическа и топлинна енергия са съгласно изискванията на глава трета, раздел I от Указания-НВ и в съответствие с реалните възможности за постигане на ефективни показатели на работа на съоръженията - собствени нужди и специфични разходни норми и др. При прогнозни режими на работа, които са немотивирано занижени или завишени като количества, в сравнение с отчетените такива през 2020 г. и с оглед на реалния топлинен товар, прогнозните производствени показатели са приведени до отчетените или коригирани частично в съответствие с тенденцията и реалните възможности за промяна.

5. Количествата на гориво за инсталациите за комбинирано производство са коригирани в съответствие с постигнатата през 2020 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа енергия и топлинна енергия. За инсталациите за разделно производство на топлинна енергия корекцията на горивото е направена в съответствие с постигнатата през 2020 г. енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия и съответно КПД на водогрейните котли. За целите на ценовото регулиране признатите от Комисията количества горива за новия ценови период не трябва да водят до влошаване на общата, електрическата и топлинната ефективности, изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за отчетния период, в съответствие с изискването на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на

производство.

6. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са на база отчетен период, съобразени с производствената, ремонтна и инвестиционна програми, както и развитието на мрежите и реалните стойности на загубите, породени от намаленото потребление на топлинна енергия. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Задържането и корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

7. Корекции на количеството на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация на централите са направени въз основа на отчета на технологичните разходи за производство на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация за конкретния вид инсталация и разпределението им между електрическата и топлинната енергия.

8. За централите, работещи с основно гориво въглища, е направен анализ на икономическата обоснованост на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2020 г., периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., включени в цените за изминалия ценови период, сравнителни анализи при използване на данни от националната и международната практика, както и данни от митнически декларации за внос с отчитане на специфичните условия на всяка централа по доставката им. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включват разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата, в резултат на извършен бенчмарк анализ и/или митнически декларации, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период. Борсовите стойности служат за отчитане на реалните тенденции, поради факта, че доставки за българския пазар реално не се извършват от конкретна борса, поради значително оскъпяване от транспортните разходи.

Предвид текущото запазване на действащата цена на лигнитните въглища на „Мини Марица изток“ ЕАД за доставка на лигнитни въглища на централите от комплекса, както и анализ на текущите икономически условия в страната, е прието за икономически обосновано разходите на дружествата за покупка на въглища, доставяни от местните български мини, да бъдат изчислени по цени, не по-високи от отчетените на тон условно гориво.

Цената на биомасата се запазва на нива, не по-високи от отчетените на тон условно гориво стойности, с изключение на случаите на представени аргументирани обосновки, придружени с доказващи ги разходни документи, в случай на промяна.

9. Разходите за акцизи за производство на топлинна енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове.

10. За дружествата, които нямат лицензия за производство на електрическа енергия, издадена по реда на ЗЕ, разходите за акцизи за производство на електрическа енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове.

11. Прогнозните разходи за природен газ са формирани, при спазване на изискванията на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ (ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.) и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ (ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.), на база изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозни цени на природния газ, определени по чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа. Горното налага първо да бъдат определени прогнозни цени на природния газ за регулаторния/ценовия период в съответствие с чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, а именно въз основа на прогнозни

стойности на ценообразуващите елементи по чл. 11а и чл. 17 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (обн. ДВ, бр. 33 от 2013 г.) на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Прогнозирането на цената за съответното тримесечие се извършва при отчитане на цените на фючърсни сделки за съответния газов хъб, предвиден в условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, както и на тенденцията за изменение на цените на мазута и газьола, предвидени в условията на тези договори. Предвидено е прогнозната цена на природния газ да се определя за регулаторния/ценовия период и по тримесечия.

С оглед прилагане на горните разпоредби е взето предвид, че съгласно условията на търговския договор, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, цените на природния газ се образуват по хибридна ценообразуваща формула, включваща петролна и хъбова компонента.

Цените на алтернативните горива, които са в основата на петролната компонента за определяне на доставните цени на природния газ, са прогнозирани като средноаритметична стойност на ежемесечните цени на тези горива за деветмесечен период, предшестващ периода, за който се отнася петролната компонента, като са отчетени последните тенденции на покачване на тези цени:

ООО „Газпром експорт“

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.
Газьол със съдържание на сяра 1%	USD/t	448,97	499,93	510,74	512,48
Мазут със съдържание на сяра 0,1%	USD/t	376,28	420,29	429,16	430,62

Хъбовата компонента за съответните тримесечия е определена при отчитане на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса (EEX) към 07.06.2021 г., чиито стойности са следните:

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.
TTF фючърси	€/MWh	26,314	26,816	26,863	19,238

Азербайджан

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.
Газьол със съдържание на сяра 1%	USD/t	426,51	488,80	512,06	513,42
Мазут със съдържание на сяра 0,1%	USD/t	356,88	408,92	430,27	431,41

Отчитайки данните за петролната и хъбова компонента при прилагането формулата за изчисление от условията на търговските договори, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, прогнозните цени по тримесечия, към които са прибавени цената за задължения към обществото и компонента за дейността „обществена доставка на природен газ“ в размер на 2,5% от средната покупна цена на природния газ, са следните:

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.	Регулаторен период 01.07.2021 г.-30.06.2022 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ	лв./MWh	46,00	48,27	48,80	39,95	45,76

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **125,07 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO_2) за производство на електрическа енергия и топлинна енергия са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и т. 20.12. от Указания-НВ, като изчислените емисии са на база прогнозните, утвърдени от Комисията количества горива. При отчитане на драстични разлики в структурата на микса от горива за отчетения период в сравнение с прогнозния такъв, за регулаторни цели се запазва отчетеният микс през базисната година, коригиран пропорционално на прогнозните количества енергия. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер на **51 евро/t CO_2**, която е действащата спот цена към 17.06.2021 г. на Европейската енергийна борса. Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетената средна цена на емисии CO_2 за периода 01.07.2020 г. – 15.04.2021 г. - **30,97** евро/t.

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво. На база утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е изчислено общото количество отделени емисии.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално необходимите количества за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от **51 евро/t**.

14. Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 г., е въведена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 - ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$Ht = Qg * (Цпг - Ц^{I})t + Qe*(Цпе - Ц^{II})t \pm Pt-1$, където:

Ht е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

Qg - отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

Цпг - индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

$Ц^{I}$ - отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

Qe - отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

Цпе - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$Ц^{II}$ - отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

P - разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Ht-1, лв.;

t - ценовият период.

В случай че постигнатата помесечна цена на природния газ (Цп):

1. е по-висока от утвърдената от Комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчислението на годишната индивидуална

цена за регулаторния/ценовия период се използва утвърдената от Комисията цена на обществения доставчик на природен газ;

2. е по-ниска от утвърдената от Комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена ($Цп^I$), изчислена по формулата:

$$Цп^I = 0,5*(Цбг + Цп).$$

Корекцията може да бъде разсрочвана изцяло или частично при спазване на принципите по ЗЕ.

В съответствие с горните разпоредби за всяко от дружествата при установени разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

15. Разходите за гориво при производството на електрическа енергия в централите с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са разделени между двата продукта чрез коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия за съответната категория производител и вид на инсталираните мощности, които се определят от Комисията за регулаторни цели в съответствие с изискванията на чл. 24, ал. 2 от НРЦЕЕ, глава втора, раздел I, т. 22 и глава трета, раздел III, т. 9 от Указания – НВ.

Съгласно принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, следва да се осигури равнопоставеност по отношение на определения размер на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия между отделните категории енергийни предприятия. В тази връзка е обосновано определянето им да се извърши по категории/групи на производителите, определени по преобладаващия дял на топлинния товар за битови или небитови нужди, вида на използваното гориво и вида на инсталираните мощности, при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия.

По критерия „преобладаващ дял на топлинния товар за битови и небитови нужди“, производителите са разделени на две основни групи: топлофикационни дружества с преобладаващ топлинен товар за битови нужди за снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти и всички други производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването, които имат топлинен товар изцяло или преобладаващ за небитови нужди.

По критерия „вид на използваното гориво“ топлофикационните дружества са разделени на две групи, като в едната са дружествата, използващи като основно гориво природен газ, а в другата - дружествата с централи с гориво въглища.

В съответствие с гореизложеното са определени коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия, както следва:

1. За топлофикационни дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД и с преобладаваща технология на производство с топлофикационни и противоналегателни турбини: „Топлофикация София“ ЕАД **- 0,5023** (стойността на референтната електрическа ефективност)**;**

2. За топлофикационни дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД и съответната газоразпределителна мрежа и с преобладаваща технология на производство с газови турбини и газови двигатели: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация Плевен“ АД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация Враца“ ЕАД, „Топлофикация Разград“ АД, „Юлико Евротрейд“ ЕООД, „Топлофикация ВТ“ АД и „Овергаз мрежи“ АД **- 0,4;**

3. За топлофикационни дружества, работещи с гориво въглища – **0,36;**

4. За дружества с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в промишлеността (заводски централи), в здравеопазването и в селското стопанство независимо от вида на горивото – **индивидуалната стойност на електрическата ефективност**

за производство на електрическа енергия е от решенията на Комисията за издадените сертификати за произход на енергията и коригирана със загубите по електрическата мрежа и влиянието на климатичните условия, а именно:

1. „Когрийн“ ООД - 0,4946
2. „Оранжерии Гимел“ АД - 500 дка - 0,4919
3. „Оранжерии Гимел“ АД - 200 дка“ - 0,4914
4. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД - 0,4945
5. „Инертстрой – Калето“ АД - 0,4932
6. „Оранжерии Петров дол“ ООД - 0,4863
7. ЧЗП „Румяна Величкова“ - 0,4952
8. „Алт Ко“ АД - 0,4691
9. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД - 0,2936
10. „Брикел“ ЕАД - 0,3927
11. „Солвей Соди“ АД - 0,3927
12. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД - 0,3927
13. „Декотекс“ АД - 0,4889
14. „Енергиен център Зебра“ ЕООД - 0,49
15. „Белла България“ АД - 0,4910
16. Димитър Маджаров - 2“ ЕООД - 0,49
17. „Овердрайв“ АД - 0,4768
18. „МБАЛ-Търговище“ АД - 0,4966
19. „УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД - 0,5737
20. „Нова Пауър“ ЕООД -0,49
21. „Топлофикация Петрич“ ЕАД-0,4970

16. В контекста на чл. 33а от ЗЕ за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ. За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи, в съответствие с методиката за определяне на прогнозна пазарна цена, регламентирана в раздел III "а" от глава втора на НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. На 31.03.2021 г. на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД е проведен един търг за 20 MW, с период на доставка съвпадащ с първата половина на следващия регулаторен период, на който е постигната цена от 111,50 лв./MWh.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните

български фючърси на EEX (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX .

Фючърсите за българския пазар за трето тримесечие на 2021 г. (Q3 2021) са на нива от 68,51 €/MWh (133,99 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2021 г. (Q4 2021) са на нива от 70,30 €/MWh (137,49 лв./MWh) или за второто полугодие на 2021 г. (H2 2021) цената следва да е около 69,41 €/MWh (135,74 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар за Q3 2021 са на нива от 68,96 €/MWh (134,87 лв./MWh), за Q4 2021 г. – 71,05 €/MWh (138,96 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,01 €/MWh (136,92 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т. е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2021 са на нива от 69,11 €/MWh (135,17 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,30 €/MWh (139,45 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,21 €/MWh (137,31 лв./MWh), за Q1 2022 – 72,06 €/MWh (140,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 55,71 €/MWh (108,96 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 67,05 €/MWh (131,13 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX3 за Q3 2021 са на нива от 69,26 €/MWh (135,46 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,54 €/MWh (139,92 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,40 €/MWh (137,69 лв./MWh), за Q1 2022 – 71,55 €/MWh (139,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 58,67 €/MWh (114,75 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 65,11 €/MWh (127,34 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2021 г. и първо полугодие на 2022 г. са на нива около 65-67 €/MWh. Анализ на постигнатите цени от началото на 2021 г. на регионалните пазари показва, че на платформата „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД средната цена е в диапазона от около 2-3 €/MWh по-ниска от тази на унгарския пазар, т. е. следва да е на нива около 63-64 €/MWh.

Основните движещи фактори за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, са икономическото възстановяване на Европейския съюз след пандемията от COVID-19, обуславящо ръста на финансовите пазари и покачването на цените на емисиите CO_2. Съвкупното влияние на тези два фактора се прехвърля освен върху спотовите пазари и върху останалите сегменти, тъй като пазарите са свързани. Оценките на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер. Европейската система за търговия с емисии (ETS) е инструмент, създаден за стимулиране на декарбонизацията на икономиката, което предполага, че цените следва да са достатъчно високи, за да компенсират преминаването от въглища към зелена икономика. Това е предпоставка ръстът на цените на емисиите CO_2 да продължи, тъй като според повечето анализатори за постигане на целта от 55% намаление на емисиите от ЕС, цените на квотите следва да се повишат до 80 €/тон. Следва, обаче, да се отчете и спекулативният елемент в резкия ръст на ETS пазара. Все по-голям дял в търговията с въглеродни емисии придобиват финансови дружества, в т. ч. и водещи инвестиционни банки, като Goldman Sachs и Morgan Stanley, както и големи хедж фондове. През последната година делът на инвестиционните фондове, притежаващи фючърси, е нараснал почти два пъти, което тясно корелира с последните промени в цените. Инвеститорите диверсифицират портфейлите си с ETS фючърси предвид политическата подкрепа към този инструмент и възможностите на ЕК за намеса на този пазар чрез ограничаване на предлагането. Но следва да се отчете и фактът, че европейската търговия с емисии е политически проект, от който инвеститорите сравнително бързо могат да пренасочат инвестициите си при бичи растеж на капиталовите пазари. В тази връзка може да се направи извод, че пазарите са отчели в цените на фючърсите горните фактори, но отчитайки спекулативния елемент през последната година и прилагайки консервативен подход, прогнозната пазарна цена за следващия регулаторен период следва да се редуцира с допълнителни 3-4 €/MWh до около 60 €/MWh или 119 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е определена в размер на 119,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти,

отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-30 от 16.04.2021 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2020 г. – 31.12.2020 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2020 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2020 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2020 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от симулацията за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, са, както следва:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ АД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД и „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	1,05104
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	125,07 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 125,07 лв./MWh.

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14, ал. 1 от ЗЕ, чл. 30 и чл. 31 от НРЦТЕ и чл. 47 и чл. 48 от НРЦЕЕ на 02.06.2021 г. и на 07.06.2021 г. Комисията е провела съответно открито заседание за разглеждане на Доклада и обществено обсъждане на проект на решение за утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2021 г. Откритото заседание и общественото обсъждане са проведени от разстояние на основание чл. 6а, ал. 1 от Закона за мерките и действията по време на

извънредното положение, обявено с решение на Народното събрание от 13 март 2020 г., и за преодоляване на последиците (ЗМДВИП) и решение на КЕВР по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8.

Предвид горното, с писмо с изх. № Е-14-00-6 от 27.05.2021 г. КЕВР е поканила лицата, представляващи дружествата в сектор „Топлоенергетика“, за присъствено или виртуално участие в откритото заседание чрез програмата за съобщения Skype.

На откритото заседание Комисията е обсъдила със съответните енергийни дружества Доклада, след което в рамките на определения съгласно чл. 30, ал. 4 от НРЦТЕ и чл. 47, ал. 3 от НРЦЕЕ срок, дружествата, направили възражения по Доклада, са имали възможност да представят своите писмени становища и обосновки.

Чрез съобщение на интернет страницата на Комисията, съгласно решение на КЕВР по Протокол № 104 от 02.06.2021 г., т. 1, Комисията е поканила заинтересованите страни по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, за присъствено и дистанционно участие в общественото обсъждане чрез писмени въпроси и изказвания (изпращани по електронна поща на служител на Комисията до 16.00 часа на 06.06.2021 г.) и чрез програмата за съобщения Skype, за което е било необходимо да се заяви участие в срок до 16:00 часа на 06.06.2021 г.

С писмо на КЕВР с изх. № Е-14-00-6 от 27.05.2021 г. като заинтересовани лица за виртуално участие са поканени: Министерство на енергетиката, Омбудсман на Република България, Конфедерация на независимите синдикати в България, Конфедерация на труда „Подкрепа“, Българска стопанска камара, Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори, Българска браншова камара на енергетиците, Конфедерация на работодателите и индустриалците в България, Асоциация на индустриалния капитал в България, Българска търговско-промишлена палата, Федерация на потребителите в България, БНА „Активни потребители“, Комисия за защита на потребителите, Гражданско движение „Днес“, Национална федерация на енергетиците, Независима синдикална федерация на енергетиците в България.

Участие в общественото обсъждане чрез програмата за съобщения Skype са взели Омбудсманът на Република България - г-жа Диана Ковачева, и Гражданска платформа „Изправи се.БГ“ с представител г-жа Мая Манолова.

Съгласно изискванията на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ на заинтересованите лица е определен 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В определения срок са постъпили писмени възражения и становища от следните дружества и заинтересовани лица: „Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация-Плевен“ АД, „Топлофикация Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД, „Топлофикация-ВТ“ АД, „Топлофикация-Перник“ АД, „Топлофикация-Разград“ АД, „Топлофикация-Сливен“ ЕАД, „Топлофикация-Габрово“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „ТЕЦ - Бобов Дол“ ЕАД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Топлофикация Петрич“ ЕАД, „Алт Ко“ АД, „Оранжерии Гимел“ АД - 500 дка, „Оранжерии Гимел“ АД - 200 дка“, „Инертстрой – Калето“ АД, както и от доц. Диана Ковачева – Омбудсман на Република България и от г-жа Мая Манолова – председател на гражданска платформа „Изправи се.БГ“.

I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА”:

1. „Топлофикация София“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-01-16 от 07.04.2021 г. „Топлофикация София“ ЕАД е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена информация по I.8 от Писмото и справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2020 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94,32 лв./MWh
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 222,42 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за

доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ – 91,49 лв./MWh

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на природен газ – 362,90 лв./knm^3;
- цена на мазут – 546,09 лв./t;
- цена на газьол – 2 025,28 лв./t.

Обосновка на прогнозните технико-икономически и финансови ценообразуващи елементи за регулаторен период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.:

<u>Отчетни данни:</u>

- ***Производство на топлинна енергия***

Производствената програма на дружеството за 2021 г. е изготвена при съблюдаване на тенденциите в потреблението на топлинна енергия през последните няколко години, като изпълнението ѝ е резултат от индивидуалното поведение на потребителите при консумиране на топлинната енергия, както и влиянието на климатичните фактори. Топлинната енергия за разпределение, консумирана от клиентите през базовата 2020 г. е в размер на 3 694 785 MWh и е с 5,4% повече спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2020 г. технологичните разходи по преноса са увеличени спрямо планираните и възлизат на 880 533 MWh, като увеличението от около 2,6% се дължи на технологичните разходи от изтичане на топлоносител, технологичните разходи от топлообмен на топлопреносната мрежа (ТПМ) и технологичните разходи от топлообмен на абонатните станции (АС).

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса.

През отчетната 2020 г. в „Топлофикация София“ ЕАД са произведени 4 658 401 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 4,8% повече от планираното. Причина за по-високото производство и съответно продажба на топлинна енергия са климатичните фактори, определящи потреблението на топлинна енергия.

- ***Производство на електрическа енергия***

През 2020 г. са произведени 959 591 MWh електрическа енергия, което е с 0,6% повече от прогнозираните в предходния ценови модел.

- ***Специфичен разход на условно гориво***

Не се наблюдава съществено изменение на отчетените специфичните разходи на условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия спрямо отчетените през предходните години. Те зависят от техническото състояние на съоръженията и комбинацията на работещите основни и спомагателни съоръжения за разгледания период.

<u>Прогнозни данни:</u>

<u>Продажба на топлинна енергия</u>

При определяне прогнозните количества на продажбите са анализирани климатичните фактори и тенденциите на пазара на топлинна енергия по отношение на: брой консуматори, присъединен топлинен товар, потребление на топлинна енергия за отопление и битово горещо водоснабдяване, поведение на клиентите. Взети са предвид и необходимите дейности за ремонт и инвестиции, които се отразяват на възможността за работа на основните съоръжения за производство и пренос на енергия.

Прогнозните продажби на топлинна енергия за новия ценови период са 3 760 034 MWh съответно 0,6% по-големи от тези през 2020 г., което се дължи на следните предпоставки:

- *Въпреки нарастващия брой клиенти, продадената топлинна енергия нараства с по-малки стойности, поради мерките за енергийна ефективност, предприети при крайните клиенти.*
- *Климатичният фактор оказва основно влияние върху количествата продадена топлинна енергия – Денградусите през 2020 г. са 2 542,3. Това е с около 12,33% по-малко от изчислителните денградуси за град София съответно 2 900. Графично е илюстрирано изменението им по години и месеци. Продължителността на*

отоплителния сезон е приета 183 дни.

<u>Производствена програма за периода 01.07.2021 г. ÷ 30.06.2022 г.</u>

Произведената електрическа енергия в двете топлоелектрически централи ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ е определено на база очакваната прогнозна продажба на топлинна енергия, отчитайки технологичните разходи и топлинната енергия за собствени нужди. Прогнозното производство на топлинна енергия за всички топлинни източници е прогнозирано на база реални данни от последните години.

Производство на топлинна енергия

Прогнозираното произведено количество топлинна енергия през новия ценови период е определено в размер на 4 733 701 MWh, което е с 1,6% по-голямо от произведеното през базовата 2020 г., по този начин се отчита очакваното увеличение на присъединен топлинен товар и очаквано изменение на климатичните фактори през следващия период.

- ***технологични разходи при преноса на топлинната енергия*** *– относителният дял на прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия спрямо отпуснатата топлинна енергия е 19,02%. Относителният дял през базовата година е съответно 19,25%, като за новия ценови период е с 0,23% по-малък.*
- *В табличен вид е представена промяната в относителните дялове на технологичните разходи по преноса по видове и продадената топлинна енергия за последните три години и за новия ценови период от общата отпусната топлинна енергия от топлоизточниците;*

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в АС е прогнозиран в размер на 0,87% от отпуснатата топлинна енергия, близък до средния за периода от последните три години. Прогнозният дял на загубите се запазва, отчитайки също ефекта на подмяна на старите АС на небитовите потребители. Запазва се делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени както следва:

- *194 629 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа;*
- *647 794 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях;*
- *40 505 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.*

Собствени нужди на топлинна енергия на инсталациите за производство

Прогнозираната топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 90 739 MWh, което представлява около 1,92% от брутната произведена топлинна енергия. Относителният им дял е прогнозиран приблизително съответстващ на базовата година.

През новия ценови период, в сравнение с базовата година, е планирано увеличение на продадената топлинна енергия с 1,77%, и съответно увеличение на произведената топлинна енергия с 1,61%. Най-голяма роля за промяната на продадената топлинна енергия има присъединяването на нови клиенти и влиянието на климатичните фактори върху консумацията.

Производство и продажба на електрическа енергия

За новия ценови период се предвижда производството на електрическа енергия да бъде в размер 964 036 MWh, която ще бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин за производство на електрическа и топлинна енергия, в съответствие с Наредба РД 16-267 на Министъра на енергетиката. Това количество е с 0,46% повече спрямо произведеното през 2020 г. в размер на 959 591 MWh.

Планираната за реализация енергия е 794 176 MWh, което представлява увеличение с 0,44% спрямо отчетената през 2020 г. в размер на 790 660 MWh. Прогнозната стойност е прогнозирана на база с очаквания топлинен товар, обезпечаващ електропроизводството, влиянието върху него на климатичните фактори и промяната на потреблението, вследствие присъединяване на нови потребители, промяна на топлинните характеристики на сградния фонд.

Топлинни мощности

При прогнозирането на очакваните топлинни мощности са използвани максималните топлинни товари, постигнати на изхода на централите през последните три години.

Горива за производство

Необходимото гориво за производство през новия ценови период възлиза на 684 385,248 knm^3 природен газ. Количествата са формирани на база планираните специфични разходи на условно гориво, които са в пряка зависимост от техническото състояние и избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

Коефициентът на ефективност на производството на електрическа енергия е приет 0,5022 в съответствие с определения в Решение № Ц-28 от 1.07.2020 г. на КЕВР за „Топлофикация София“ ЕАД.

Енергийна ефективност

Общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 82,58%, която е с около 1,93% по-ниска спрямо постигнатата през базовата година. Прогнозната стойност е определена, като представителна за разгледан по-дълъг период.

Специфични разходи на условно гориво

Планираните специфични разходи на условно гориво за новия ценови период са, както следва: специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 133,34 kg/MWh, формиран за дружеството и специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 190,02 g/kWh. Специфичните разходи на условно гориво зависят в най-голяма степен от подбора, вида и състоянието на съоръженията в работа и режимите, в които се експлоатират избраните съоръжения.

Купена електрическа енергия

Количеството закупена електрическа енергия е планирана, като се запазва нивото на средната консумация за петгодишен период. Основната причина е, че купената електрическа енергия е в пряка връзка с дебитите на топлоносител в топлопреносната мрежа и вътрешните инсталации за отопление на битовите потребители, които са в пряка връзка с климатичните условия през отоплителния сезон. Планирането е направено на база приетата прогнозна продължителност на отоплителния сезон от 174 дни.

1. ***Признати годишни разходи за дейността за регулаторен период от 01.07.2021 – 30.06.2022 г.***

Планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството, като в общия случай стойностите са планирани на нивото на отчетените през 2020 г. Завишение е допускано при наличието на обективни причини като: покачване на цени на суровини и материали, изпълнение на нормативни изисквания, промяна в договорни отношения с доставчици на стоки и услуги и др.

1.1. Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за регулаторния период е 133 616 хил. лв. или с около 3% повече спрямо отчетения през 2020 г.

Подробна информация за основните разходи и обосновка на факторите, водещи до изменението им спрямо базисния период:

Разходи за амортизация

Амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Дружеството начислява амортизации на дълготрайни материални и нематериални активи с изключение на природни ресурси; неупотребявани в дейността на дружеството – новопридобити за периода до въвеждането им в употреба; в процес на придобиване; в процес на ликвидация; напълно амортизираните до остатъчната им стойност. За всеки амортизируем актив или група активи се утвърждава амортизационен план, който е база за изготвяне на обобщен амортизационен план на дружеството, като се прилага линеен метод на амортизация.

Разходите за амортизация за новия ценови период са на стойност 30 310 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база отчета за 2020 г. Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и разходи за пренос. Амортизацията на активите от отоплителните централи (ОЦ) са отнесени директно към топлинната енергия, амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна

енергия. Амортизационните разходи на активите от цеховете за комбинирано производство на двете ТЕЦ са разпределени между топлинната и електрическата енергия на база коефициент за разпределение на горивото между енергийната и водогрейната част на централата – съответно за ТЕЦ „София“ 70,1% за топлинна енергия и 29,9% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 64,7% за топлинна енергия и 35,3% за електрическа енергия. Разходите за амортизация на активи, обслужващи административната работа на дружеството, се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия на база начислените разходи за работни заплати в съответните производствени структурни звена.

Разходи за ремонт

Планирането на разходите за ремонти за периода 2021 - 2022 г. е извършено след подробна и задълбочена оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производство, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след обстоен преглед и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона, като подборът е извършен на база критерии като: предотвратяване на аварии; неотложна технологична необходимост; влияние върху технико-икономическите показатели; безопасност и сигурност; оптимизация на технологичните процеси; перспективи за бъдещо развитие и др.

Прогнозните разходи за ремонт за новия ценови период са на стойност 5 064 хил. лв. и формират 1,0% от предложените годишни разходи за дейността по лицензията за новия ценови период. Включват предвидените ремонтни дейности на съоръжения в топлоизочниците, топлопреносната мрежа, сгради и съоръжения, обслужващи лицензионните дейности. В разходите за ремонт не са включени разходи с инвестиционен характер, както и разходи за ремонт на активи, които са извън лицензионната дейност на дружеството. Разпределението на разходите за ремонт в справка № 1 „Разходи“ е следното:

Общо предвидените средства за ремонт в производството са в размер на 3 057 хил. лв., разпределени както следва:

- 1 448 хил. лв. са предвидените разходи за ремонт, отнесени към топлинната енергия. Те включват предвидените ремонти в централите, произвеждащи само топлинна енергия на стойност 690 хил. лв., както и част от разходите за ремонти в двете ТЕЦ, разпределени на база съотношението между ДМА за комбинирано и ДМА за разделно производство в Справка „РБА“ на стойност 758 хил. лв.;

- 226 хил. лв. са разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, определени на база предвидените разходи за ремонт в двете централи с комбинирано производство и делът на ДМА за производство на електрическа енергия в Справка „РБА“;

- разходите за ремонт, отнесени и за двата продукта са на стойност 1 383 хил. лв., получени спрямо дела на ДМА за комбинирано производство;

Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност 2 007 хил. лв. Средствата са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и абонатни станции в четирите топлорайона, както и дейности като: почистване и отпушване на отводнителни канализации на проходими колектори; отводняване на камери (стационарни и преносими); възстановяване на улични настилки след аварийни пробиви; възстановяване на топлоизолация след аварийни пробиви по топлопроводи и АС; възстановяване на топлинна изолация на камери и проходими колектори; отстраняване на растителност по сервитут на ТПМ; ремонт на АС; ремонт на топломери, водомери и терминали; ремонт на съоръжения на помпени станции и др.

Представени са подробни справки по топлорайони за изпълнените и планираните разходи за ремонт за регулирана дейност, представени по позиции и стойности. В така представените разходи не фигурират разходи с инвестиционен характер.

Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки

Общият размер на планираните за новия регулаторен период са на стойност 76 632 хил. лв., от които 52 474 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 24 158 хил. лв. за осигурителни вноски и социални разходи.

Като част от цялостната политика по управление на човешките ресурси и в

съответствие с препоръките от КЕВР в последните решенията за утвърждаване на цени, през 2020 г. беше реализирана значителна оптимизация на персонала в дружеството, в резултат на която през годината общата численост на заетите беше намалена със 121 души (-5,1%) спрямо 2019 г., а щатните бройки намаляват със 152 броя. (-6,1%).

Същевременно дружеството изпитва все по-големи затруднения за намиране на квалифицирани специалисти с техническо образование, като в тази насока, освен задължителното предлагане на по-конкурентни възнаграждения, се работи в сътрудничество със средните и висши учебни заведения за осигуряване на квалифицирани кадри в бъдеще. Към 31.12.2020 г. средната брутна работна заплата в дружеството е 1 710 лв., докато по данни на НСИ средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ за 2020 г. е 2 107 лв. или с близо 23% по-висока.

През последните години ръководството прилага целенасочена политиката по човешките ресурси, която е комбинация от постоянно търсене на възможности за оптимизация на персонала чрез модернизация на бизнес процесите, като същевременно се осъществява устойчиво и плавно нарастване на възнагражденията, за да бъде компанията привлекателно работно място за квалифицирани млади специалисти.

Анализът показва, че през последните три регулаторни периода признатите разходи за персонал са с 30 217 хил. лв. по-малко спрямо реално отчетените от дружеството за последните три календарни години.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност е 22 134 хил. лв., като планирането им е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част, в резултат на което се предвижда намаление с 3,7% спрямо отчетените през 2020 г. В състава им, съгласно указанията на Комисията, не са включени разходите за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“, финансови разходи, както и такива, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството.

1.2.Променливи разходи

Променливите разходи на дружеството за новия ценови период са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и от цените на горивата за производство, емисиите и останалите суровини. Общият размер на променливите разходи е 376 549 хил. лв.

Разходите за природен газ са на стойност 248 361 хил. лв. и представляват 49% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. Изчислени са при среднопретеглена цена от 34,49 лв./MWh (362,90 лв./knm^3), в т. ч.:

- 31,76 лв./MWh (334,12 лв./knm^3) – прогнозна индивидуална цена за дружеството съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., съгласно указанията на КЕВР в Писмото;

- 0,65 лв./MWh (6,83 лв./knm^3) - цена за пренос през газопреносната мрежа собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2020 г. - 30.09.2021 г.;

- 2,09 лв./MWh (21,95 лв./knm^3) - среднопретеглена цена за достъп, изчислена спрямо прогнозните количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт.

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 10 339 хил. лв., изчислени при акцизна топлина на горивото от 17 231 528 GJ и акцизна ставка в размер на 0,6 лв./GJ.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид за новия регулаторен период са прогнозирани в размер на 101 627 хил. лв. Изчислението им е извършено съгласно указанията на Комисията, при цена 40,00 евро/t и по формулата за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, публикувана на интернет страницата на ИАОС, при емисионен фактор по данни на НСИ за 2020 г. - 55,5390 t CO_2/TJ. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 299 028 t. Дружеството е приложило подробна справка за прогнозните количества генерирани емисии за новия ценови период и попълнени формуляри за докладване на годишните емисии за всяка от инсталациите.

За новия ценовия период „Топлофикация София“ ЕАД не разполага с безплатни квоти за разпределение. При регулаторния преглед за определяне на цените за периода 01.07.2019 – 30.06.2020 г. КЕВР е приспаднала пълния размер на безплатните квоти, полагащи се на дружеството по Европейската схема за търговия е емисии (ЕСТЕ) за 2019 и 2020 г., съответно 388 577 t и 307 650 t, както и безплатните квоти, полагащи се по Националния план за инвестиции (НПИ) за 2019 г. в размер на 25 815 t, с което е бил изчерпан пълният размер на

полагащите се безплатни квоти на дружеството за третия период на ЕСТЕ.

Разходите за вода, за закупена електрическа енергия и консумативи са планирани изцяло на нивото на отчетените през базисния период и спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

2. Регулаторната база на активите (РБА)

РБА за периода новия ценови период е в размер на 401 799 хил. лв., изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Признатата стойност на активите е отчетената стойност на активите на дружеството към края на 2020 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Основните активи, формиращи РБА са производствените централи и топлопреносната мрежа, както и всички прилежащи компоненти (тръбопроводи, АС, измервателни устройства и др.)

В съответствие с Указания-НВ, за регулаторния период в стойността на дълготрайните активи не е включена извършената преоценката на ДМА към 31.12.2019 г. В РБА не са включени почивните станции и имотите, отдадени под наем, както и е приспадната стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 53 693 хил. лв.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации съгласно т. 32.5. от Указания-НВ и е в размер на 59 982 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между топлинна и електрическа енергия и разделно и комбинирано производство е извършено на база дела на дълготрайните активи за съответната енергия / метод на производство. Разпределението между производство и пренос е извършено като 1/8 от признатите разходи с приспадната амортизация за съответната дейност.

3. Норма на възвращаемост

Общата норма на възвръщаемост на капитала за ценови период 2021 - 2022 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 5,25%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2020 г. Съгласно разпоредбите на т. 34 от Указания-НВ в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5%, равна на утвърдената от Комисията за последния регулаторен период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е формирана от лихвата по сключения през 2020 г. договор за заем с „Българска банка за развитие“ АД.

С писмо с вх. № Е-14-01-22 от 18.05.2021 г. дружеството е представило изисканата информация с писмо № Е-14-00-5 от 11.05.2021 г.

В обосновката на получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения „Топлофикация София“ ЕАД посочва, че през 2020 г. е отчело такива приходи в размер на 1 199 731,06 лв., като стойността им не е включена в отчетните и прогнозни ценообразуващи елементи.

С писмо с изх. № Е-14-01-28 от 10.06.2021 г. от дружеството е изискано да представи годишен финансов отчет за 2020 г., който не е представен към заявлението за утвърждаване на цени на енергия. С писмо с вх. към № Е-14-01-28 от 18.06.2021 г. дружеството е представило исканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 1,90% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,28% по-ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 30,83% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличените разходи, пряко свързани с регулираната дейност по ЗЕ, с 44,73% и разходите заплати и възнаграждения с 35,64%.

През следващия регулаторен период дружеството предвижда намаление на общата

стойност на инвестиционните разходи с 23,62%.

Образуване на цените

1. В Справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 16 251 хил. лв. на 10 496 хил. лв. или с 5 755 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 52 474 хил. лв. на 35 525 хил. лв. или с 16 949 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г. при отчетена стойност на разхода в размер на 48 003 хил. лв. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

При регулаторния преглед за определяне на цени за периода 01.07.2020 г.-30.06.2021 г. разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 46 712 хил. лв. на 35 525 хил. лв. или с 11 187 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г. в размер на 32 296 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход и съответното повишение на средната работна заплата в страната. Корекцията на този разход от страна на регулатора цели преструктуриране и оптимизиране на разходите за персонал.

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 24 158 хил. лв. на 18 408 хил. лв. или с 5 750 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 199,73 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 101 627 хил. лв. на 127 094 хил. лв. или с 25 467 хил. лв., като необходимите количества, предложени за утвърждаване от дружеството през новия ценови период в размер на 1 274 160 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Данните са показани в следващата таблица:

Показател	**Дименсия**	**природен газ**	**мазут**	**газьол**	**пропан-бутан**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	41,9860	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Тф София	669 835,00	0,00	69,41	0,00	
емитирани CO_2, t	1 273 944,1	0,0	215,9	0,0	**1 274 160,1**

Прогнозни емисии CO_2 – 1 274 160 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 99,75 лв./t **X** 1 274 160 т **= 127 094 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **669 835 knm^3 природен газ** и **69,41 t газьол**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,25% на 4,25% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 461 530 knm^3 на 450 980 knm^3 с 10 550 knm^3, в резултат от корекция на общата ефективност от 82,58% на 84,51% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 882 928 MWh (17,93%) на 522 928 MWh (11,26%) или с 360 000 MWh до достигане на стойността на вече постигани от дружеството загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 47,11 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 3,34+0,63 =3,97 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 51,08 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	251 384	242 259	253 138	387 996	828 577	980 595	1 129 706	924 226	876 569	470 204	292 135	267 446	**6 904 236**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,72**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	31,76	31,76	31,76	**27,73**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	998,00	1 065,94	154,41	2 064,14	1 516,30	2 294,59	8 099,99	3 428,88	4 786,07	1 093,23	18,99	-993,56	**24 527**
Цена на пр. газ, Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,60**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,43	-5,95	-13,51	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,48	34,74	38,52	**28,17**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	t	**1 247 116**
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии, ЦIl	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-21 879,14**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **2 647,82**

С писма с вх. № Е-14-01-26 от 02.06.2021 г. и № Е-14-01-29 от 18.06.2021 г. „Топлофикация София“ ЕАД е представило становище и възражения във връзка с направени корекции на ценообразуващите елементи.

1. Изчисляване на надвзет / недовзет приход от природен газ и въглеродни емисии

Относно изчисления надвзет приход от природен газ и въглеродни емисии дружеството счита, че в таблица „Корекция на въглеродни емисии“ на стр. 30 от Доклада е допусната фактическа грешка, като сумата за изчислен недовзет приход в размер на 11 187 хил. лв. би следвало да бъде коригирана на 21 879 хил. лв. след превалутиране на разходите от евро в лева.

Освен това в същата таблица формулата за изчисление на недовзет / надвзет приход не е приложена в съответствие с разпоредбите на чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ, като при изчисляване на разликата между прогнозната и постигнатата цена на природния газ не е отчетена разликата в цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа. Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на: „изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа. В резултат на това изчислената сума на надвзет приход от цената на природния газ следва да бъде намалена в размер на 16 494 хил. лв., вместо посочените 26 301 хил. лв. Също така, се отбелязва, че в окончателното решение за цените от 01.07.2021 г. КЕВР следва да актуализира калкулациите, отчитайки реалните цени на природния газ за м. юни.

Следствие на описаното по-горе следва изчисленият надвзет приход в размер на 15 115 хил. лв. да бъде коригиран на недовзет приход в размер на - 5 386 хил. лв., преди да е отчетена цената за м. юни, за което дружеството е приложило изчисления.

Дружеството отбелязва, че за да закупи необходимите квоти за 2020 г. са извършени разходи на стойност 94 398 хил. лв. при средна цена от 40,94 евро/t при признати разходи за регулаторния период 54 136 хил. лв. при цена от 22,00 евро/t. В резултат на това е бил формиран ликвиден дефицит от близо 40 млн. лв., който е рефлектирал в забавяне на плащания за природен газ и увеличение на дълга към обществения доставчик.

Ежемесечната покупка на квотите и постигането на по-ниска средна цена на закупените квоти допълнително е било възпрепятствано от възстановяването на суми на клиентите и на ФСЕС във връзка с ретроактивното намаление на цените.

2. Корекция на разходи за заплати и осигуровки

Изразено е категорично несъгласие с коригирането на разходите за заплати и осигуровки до нивото на утвърдената стойност през 2020 г. Системното намаление на разходите за персонал през последните регулаторни прегледи към настоящия момент води до общо 48 236 хил. лв. по-малко признати разходи спрямо заявените от дружеството, съгласно представена таблица с данни за последните 3 регулаторни периода и за новия ценови период.

Разликата между заявените и признатите разходи нараства особено през последните два регулаторни прегледа, поради възприетия от страна на КЕВР подход за признаване на процент увеличение спрямо одобрените разходи за предходния регулаторен период, а не спрямо реално отчетените разходи от дружеството през изтеклата година, което е задълбочило системния недостиг на регулаторно признати разходи за персонал.

През 2020 г. е била реализирана значителна оптимизация на заетите в дружеството, като през годината общата численост на персонала е намаляла със 121 души (-5,1%) спрямо 2019 г., а щатните бройки са намалели със 152 броя. (-6,1%).

Същевременно работните заплати в дружеството са предмет на ежегоден преглед и преговори между работодателя и действащите синдикални организации, като от страна на ръководство винаги се търси възможно най-компромисното решение между исканията на синдикатите и финансовите възможности на дружеството. Въпреки факта, че „Топлофикация София“ ЕАД е участник на пазара на труда в столицата, където нивото на работните заплати е над средното за страната към 31.12.2020 г., средната брутна работна заплата в дружеството е 1 710 лв., докато по данни на НСИ средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ за 2020 г. е 2 107 лв. или с близо 23% по-висока. Това е и една от причините дружеството да изпитва все по-

големи затруднения за намиране на кадри с техническо образование, като в тази насока, освен задължителното предлагане на по-конкурентни възнаграждения, се работи в сътрудничество със средните и висши учебни заведения за осигуряване на квалифицирани кадри в бъдеще.

Процесите по оптимизация на човешките ресурси в дружеството продължават и към настоящия момент, като паралелно с това се цели догонване на средните нива на работната заплата в сектора, в резултат на което е невъзможно намаление на общите разходи за персонал до утвърдените от регулатора, а по-скоро задържане на нивата или минимално и плавно покачване през следващите години.

Предвид гореизложеното и осъзнавайки нуждата от осигуряване на баланс между интересите на дружеството и клиентите, дружеството настоява Комисията да преразгледа извършените корекции на разходите за персонал, като за новия ценови период признае най-малко увеличение от 6,5% съгласно увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2021 г. и 2,2% инфлация за периода юли 2020 г. - април 2021 г.

3. Определена прогнозна цена за въглеродни емисии за ценови период 2021 / 2022 г.

Изразено е категорично несъгласие с приетата за целите на ценообразуването прогнозна цена на квотите в размер на 47,00 евро/t, като дружеството счита, че тази цена е необосновано ниска предвид факта, че през м. май средната цена на спот пазара на Европейската енергийна борса (EEX) е 52,77 евро/t, а цените на наличните фючърси до юни 2022 г. също са на цени между 50 до 52 евро/t. По този начин при пореден регулаторен преглед цените на „Топлофикация София“ ЕАД ще бъдат утвърдени с включени по-ниски разходи за квоти спрямо реалните разходи, които дружеството извършва, като към настоящия момент тази разлика достига над 108 млн. лв.

Непризнаването на пълния размер на този изцяло присъщ за регулаторната дейност разход, на практика рефлектира в увеличаване на задълженията за природен газ и разходите за лихви, които съответно са непризнат разход съгласно нормативната уредба и е една от основните причини за влошеното финансово състояние на дружеството през последните години.

4. Определена прогнозна цена на природния газ за новия ценови период 2021/2022 г.

Дружеството възразява срещу определените от Комисията прогнозни цени на природния газ по тримесечия и съответно определената индивидуална прогнозна цена на „Топлофикация София“ ЕАД за новия регулаторен период в размер на **40,97 лв/MWh,** които са между 16% и 20% по-ниски спрямо тримесечните фючърси за природен газ, търгувани на 28.05.2021 г. на холандската борса TTF съответно:

Период	Цени в Доклада, лв./MWh	Фючърси на TTF, лв/MWh	Разлика, лв/MWh	Разлика, %
Q3, 2021	38,58	48,31	-9,73	-20%
Q4, 2021	41,32	49,40	-8,08	-16%
Q1,2022	42,30	50,09	-7,79	-16%
Q2, 2022	37,63	37,38	0,25	1%
Среднопретеглена цена	**40,97**	**47,90**	**-6,93**	**-14%**

Поместените в Доклада цени на природен газ не кореспондират с публикуваното на интернет страницата на „Булгаргаз“ ЕАД прессъобщение от 11.05.2021 г. https://www.bulgargaz.bg/bg/novini/318, в което общественият доставчик анонсира прогнозната цена на природния газ за м. юли 2021 г. в размер на 44,72 лв./MWh, която е с 16% по-висока от заложената в Доклада за трето тримесечие цена от 38,58 лв./MWh.

Утвърждаването на цените на топлинната и електрическата енергия за новия регулаторен период при определената в Доклада цена на природен газ от 40,97 лв./MWh залага допълнителен финансов дефицит за „Топлофикация София“ ЕАД от близо 49 млн. лв. до м. юни 2022 г., изчислен спрямо цените на фючърсите на TTF.

5. Корекция на технологичните разходи по преноса

Изразява се категорично несъгласие с извършената корекция на технологичните разходи по преноса и намаляването им с 360 000 MWh, като се отбелязва, че в подадения от дружеството ценови модел са заложени загуби в размер на 19,02%, а не 17,93%, както е посочено в Доклада. Посоченият мотив за корекцията, че дружеството е постигало нива от

11,26% технологични разходи по преноса през изминали периоди не отговаря на истината, за което е представена таблица за отчетените такива по години от 2010 г. до 2020 г. и за новия ценови период.

Предложените технологични разходи за новия период са близки до отчетените през последните години, а коригираната стойност е далече под нивата за последните десет години. Дружеството счита, че подобно намаление е абсолютно необосновано, като нивото от 11,26% е стойност, която е по-ниска от постиганите средноевропейски стойности при преноса на топлинна енергия и е напълно невъзможно да бъде достигната от „Топлофикация София“ ЕАД в краткосрочен или средносрочен план.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Изчисляване на надвзет/недовзет приход от природен газ и въглеродни емисии

Възражението на дружеството се приема частично, а именно:

- Допуснатата неточност при изчисленията на недовзетия приход, свързана с превалутирането на разходите за емисии, е отстранена;

- Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа. В съответствие с представените отчетни данни на дружеството относно количествата природен газ, консумирани помесечно за изминалия ценови период и заложените стойности по тримесечия за прогнозната цена на природния газ от 01.07.2020 г. е изчислена прогнозната индивидуална цена за изминалия ценови период, при която са определени съответните цени, считано от 01.07.2020 г. С наличието вече и на постигнатите цени, по които дружеството е закупувало горивото, се изчислява разликата, която представлява съответно надвзетия или недовзет приход. Цените за пренос и достъп наистина се добавят към индивидуалната цена, но те не са елемент, свързан с пазарните изменения на природния газ в необходимите приходи на дружеството през годината, като част от корекциите, а отразяват режима на потребление на дружеството. С оглед силно изразеното сезонно потребление на природен газ за топлофикационните дружества при равни други условия добавките за пренос и достъп по прогноза и отчет би трябвало да са близки по стойност, както и разликата да е пренебрежима.

- В извършените корекции е отразена утвърдената цена за природен газ за месец юни в размер на 45,27 лв./MWh.

2. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за заплати и осигуровки не се приема.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 80% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период, т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 125,19% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Комисията няма задължение да отразява в цените договорените със синдикатите нива на ежегодните повишения на разходите за заплати и възнаграждения. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би

следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

3. Възражението на дружеството относно определената прогнозна цена за въглеродни емисии за ценови период 2021/2022 г. се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

4. Определена прогнозна цена на природния газ за новия ценови период 2021/2022 г. Възражението на дружеството се приема.

Заложените цени на природния газ по тримесечия са, както следва:

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.	Регулаторен период 01.07.2021 г.-30.06.2022 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ	лв./MWh	46,00	48,27	48,80	39,95	45,76

5. Възражението на дружеството относно корекцията на технологичните разходи по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Задържането и корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна

енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 238,85 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация София“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 286,23 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 286,23 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 161,16 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,48 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 95,52 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 633 042 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 615 361 хил. лв., от които условно-постоянни – 108 813 хил. лв. и променливи – 506 548 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 415 667 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 794 176 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 120 034 MWh

<u>2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив</u>

С писмо с вх. № Е-14-49-4 от 31.03.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Допълнително е представено следното:

1. Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения на дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.;

2. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД към 04.01.2021 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,81 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 106,81 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ - 106,81 лв./MWh;

- Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 192,96 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 358,16 лв./knm^3, без ДДС.

Обосновката на дружеството на всички ценообразуващи параметри е следната:

1. Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период

Планирането на количествата топлинна енергия е извършено на база очакваната реализация, очакваните технологични разходи по преноса ѝ, във връзка с отчетената температура на въздуха за гр. Пловдив и тенденцията в потреблението през последните години.

Прогнозираните количества на отпуснатата топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на 316 675 MWh.

Продажбите на топлинна енергия през 2020 г. са по-малки от очакваните поради:

- *извънредната обстановка, в която държавата се намира от м. март 2020 г. до настоящия момент поради обявена пандемия;*
- *намалялата икономическа активност заради наложени със заповеди на Министъра на здравеопазването временни частични или пълни забрани за функционирането бюджетни и небитови клиенти;*
- *проведени ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, наложили временно изключване на клиенти*

Въпреки икономическите затруднения, за гр. Пловдив се запазва тенденцията новопостроените и новоприсъединени сгради да се изпълняват според съвременните норми за енергийна ефективност, което е причина да се очаква, че делът на централизирано топлоснабдените топлозолирани сгради ще нараства.

Въз основа на направения анализ, вследствие активната комуникация с клиентите и провежданите кампании за повишаване доверието към услугата „централизирано топлоснабдяване“, предлагането на услугата охлаждане през летния период и присъединяване към топлопреносната мрежа на нови клиенти, водещи до увеличаване на броя на клиентите на топлина енергия спрямо минали периоди, към настоящия етап има основание да се очаква нарастване на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

2. Прогноза на собственото потребление на топлинна енергия в топлоизточниците за ценовия период.

През 2020 г. отчетената топлинната енергия за собствени нужди е 17 698 MWh.

За ценовия период топлинната енергия за собствени нужди е планирана в размер на 10 580 MWh.

Спрямо 2020 г. планираните собствени нужди са по-малко със 7 118 MWh въз основа на предвиденото натоварване основно на инсталация Когенерация.

От началото на новия отоплителен сезон се планира върховият топлинен товар да се покрива само с новите водогрейни котли.

Не се предвижда използване на енергиен котел № 3 в ТЕЦ „Север“, вследствие на което потреблението на пара за собствени нужди значително се редуцира.

Като базова инсталация ще се използва Когенерацията.

За ценовия период не се предвижда продължителен престой на инсталация Когенерация. В случай на необходимост като резервен топлоизточник ще се използват водогрейните котли или ЕК3.

Общата продължителност на работа на водогрейните котли се очаква да бъде 2 730 h.

Прогнозата за очакваното собствено потребление на топлинна енергия на топлоизточниците за ценовия период е разработена въз основа на планираната работа по инсталации, целогодишното използване на инсталацията за комбинирано производство на

топлинна и електрическа енергия, съобразно планираните ремонтни дейности и очакваните топлинни товари.

3. Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи

За определянето на количествата топлинната енергия за технологични разходи по преноса е направен анализ на изменението на реалните отчетени стойности за последните 7 ценови години. Резултатите от него е представено в графичен вид - отчетените стойности на технологичните разходи на топлинна енергия за пренос за ценовите години, като сума от:

изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа, в абонатни станции и от топлоотдаване на топлопроводите и съоръженията към тях; дължина на топлопреносната мрежа на ЕВН ТР и общ брой работещи абонатни станции (АС) към края на всяка календарна година; изменението през ценовите години на реално постигнатите относителни дялове на технологичните разходи за пренос на топлинна енергия спрямо утвърдените от КЕВР размери. Видна е тенденция за увеличаването на реално постигнатите технологични разходи.

Всички АС, които са част от топлопреносната мрежа на дружеството, са рехабилитирани през периода от 2001 г. до 2002 г. Изцяло е заменено регулирането им, а на 70% остарелите подгреватели за отопление и горещо водоснабдяване и елеваторите са заменени с пластинчати подгреватели. След 2006 г. поетапно се подменят останалите кожухотръбни подгреватели с пластинчати. През периода от 2006 г. до 2008 г. всички АС с кожухотръбни подгреватели са напълно изолирани. Новоизграждащите се АС са от съвременен тип.

За предстоящия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. технологичните разходи в АС са прогнозирани в размер на 8 920 MWh и съответстват на достигнатото им ниво през 2020 г.

Технологичните разходи на топлинна енергия от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа - гореща вода и топлоносител, са в пряка зависимост от техническото състояние на топлопреносната мрежа. Тенденцията е към увеличение на загубите на топлинна енергия, поради влошаване на физически и технологични характеристики на стареещата топлопреносна мрежа на ЕВН ТР.

В периода от 2014 г. до 2020г. рехабилитираните и новопостроените топлопреносни трасета са с обща дължина от 16,5 km, което представлява едва 8.9% от общата дължина на мрежата към 2020 г. – 184 km.

В резултат на анализа, за ценовия период е прието, че загубите на топлинна енергия от подпитка ще са в размер на 16 175 MWh.

Технологични разходи на топлинна енергия от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях се променят незначително поради:

- ✓ *новоизградените участъци са с много малък относителен дял;*
- ✓ *рехабилитационните дейности по тръбопроводите на топлопреносната мрежа са също са с много малък обем;*
- ✓ *независимо от топлоизточника, режимът на работа се определя от необходимостта да се доставя топлинна енергия по топлопреносна мрежа с голяма дължина. Това е причина за голяма продължителност на температурната вълна и води до необходимост от денонощна работа при високи температури за качествено топлоснабдяване и на най-отдалечените потребители;*
- ✓ *структурната оптимизация на топлопреносната мрежа е изчерпана и ограничена от присъединяването на нови консуматори в периферни точки на мрежата;*
- ✓ *в по-голямата си част трасетата на топлопроводите преминават под натоварени градски пътни артерии. Рехабилитацията им винаги е свързана с дългосрочна реорганизация на движението и задължения на ЕВН ТР да възстанови пътната настилка и съоръженията от пътя, което води до оскъпяване на дейностите по подмяна. Допълнително следва да се има предвид, че на дружеството често се налага да финансира и теренни археологически проучвания, поради такива изкопни работи;*

В резултат на анализа, за новия ценови период ЕВН ТР приема, че загубите на топлинна енергия от излъчване ще са в размер на 85 742 MWh. Това количество

представлява намаление с 24 317 MWh спрямо най-добрия постигнат резултат от дружеството през ценови период 2019 г.- 2020 г., когато дължината на топлопреносната мрежа е била в размер на 182,5 km.

На база направения анализ и така описаните елементи на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, за новия ценови период от 01.07.2021 г. дружеството е прогнозирало, че размерът на технологичните разходи по преноса следва да възлиза на 35,00% или 110 836 MWh от прогнозното производство на топлинна енергия.

Дружеството счита, че признатите разходи от Комисията от 30% за предходния ценови период не са достатъчни за акумулирането на средства за осъществяване на стартирането на поетапната рехабилитация на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив в рамките на инвестиционната и ремонтната програми.

4. Прогнозно количество на продажбите на електрическа енергия

Прогнозното количество електрическа енергия е планирано на база необходимостта от производство на топлинна енергия и производствената програма на дружеството.

Планираните продажби на електрическа енергия 288 150 MWh (увеличение от 4,5% спрямо 2020 г.), като прогнозата е 276 410 MWh комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство и 11 740 MWh комбинирана електрическа енергия.

Прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди на Когенерацията за новия ценови период е прогнозирано в размер на 10 120 MWh, което е със 63 MWh по-малко от отчетеното през 2020 г.

Прогнозата за електрическата енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е намалена с 474 MWh, дължащо се на предвиждането да се използват новите водогрейни котли, чиито мрежови помпи ще се захранват с електрическа енергия на средно напрежение.

За ценовия период не се предвижда продължителен престой за ремонт на инсталация Когенерация.

5. Регулаторна база на активите (РБА)

5.1. Призната стойност на активите

Стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията е калкулирана съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ.

Активите в заявлението за ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. са базирани на одобрените с решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления.

Основни позиции са производствените централи (Новата когенерационна централа, ТЕЦ „Север“, ОЦ „Юг“) и топлопреносната мрежа с всички прилежащи и компоненти (тръбопроводи, АС, измервателни устройства).

Активите на производствените централи Нова когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електрическа енергия, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с „Коефициента за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата”. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за електрическата и топлинната енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г.

Активите на отоплителна централа ОЦ „Юг“ служат само за производство на топлинна енергия.

Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти са отнесени към регулаторната база на активи свързани с преноса на топлинна енергия.

Други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.) се разпределят между активите за производство и активите за пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2020 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За 2020 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с

производството са 118 957 h, а тези, свързани с преноса - 99 030 h. На тази база 55% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 45% се разпределят за пренос на топлинна енергия.

5.2. Оборотен капитал

Оборотният капитал, калкулиран чрез коефициент, изчислен на базата на т. н. „Нетен цикъл на оборотния капитал“, който възлиза на 82,39 дни и надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, поради което оперативният необходим оборотен капитал за новия ценови период 01.07.2021–30.06.2022 г. е калкулиран, като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации и възлиза на 6 933 хил. лв.

Калкулираната необходима сума за оборотен капитал се разпределя между регулаторната база на активи за производство и регулаторната база на активи за пренос на топлинна енергия на база коефициент получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2020 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. На тази база 55% от стойността на активите свързани с административната работа на дружеството се разпределя за производство на енергия, а 45% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Получената сума за необходим оборотен капитал за производство се разпределя между производство на електрическа енергия и производство на топлинна енергия на база коефициент „Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата”. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за електрическа и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г.

5.3. Финансирания

В изчисленията са включени финансиране за ново присъединяване на стойност 148 хил. лв. и финансиране от Община Пловдив за изграждане на Първа градска магистрала в размер на 323 хил. лв. Общата стойност на финансиранията, включени в Справка 2 „РБА“ е 471 хил. лв.

6. Норма на възвръщаемост на капитала

6.1. Норма на възвръщаемост на собствения капитал

С Писмото относно извършването на регулаторен преглед на цените на топлинна и/или електрическа енергия на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ КЕВР е дала указания изчисленията да се извършат с примерна стойност на нормата на възвръщаемост на собствения капитал равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД счита нормата на възвръщаемост на собствения капитал, утвърдена с решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. за некоректно калкулирана, като срещу решението има подадена жалба до Административен съд София – град.

Мотивите на дружеството са, че при калкулацията на нормата на възвръщаемост е допусната грешка, която не отразява риска, на който са изложени компаниите, което води до значително подценяване на цената на собствения капитал и води до загуба за дружеството.

За изчисляване на цената на собствения капитал за следващия ценови период дружеството предлага използването на международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing Model -CAPM).

За определяне на стойностите на съответните параметри е предложено като източници Българска народна банка и А. Дамодаран.

Стойностите на съответните параметри са, както следва:

- Безрискова премия - за определянето ѝ е приет дългосрочния лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция за среднопретеглен за последния 12-месечен период, обявен на сайта на БНБ. Получената стойност е в размер на 0,25%.

- Коефициентът на активите β отчита, както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ

брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на производството и преноса на топлинна енергия е избрана група от аналогични дружества от европейски енергийни и комунални компании.

Използвани са данни от актуалната публикация на Aswath Damodaran (източник: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/), според която безлостовият β коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е 0,55.

Безлостовият отраслов β коефициент, при целева структура на капитала за регулаторни цели капиталова структура (50/50) и размера на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 1,039.

- Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,72% за развитите пазари и странови риск за България 1,55%.

Сборът от стойностите на системния риск и специфичния държавен риск за България представлява пазарната рискова премия от 6,27%.

Източник: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Съгласно формулата, определена от модела CAPM

*НВск = Безрискова премия + бета коефициент на активите * Пазарна рискова премия*

Резултатът при прилагането на определените по-горе параметри е норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 6,77%.

*НВск = 0,25% + 1,039 * 6,27% = 6,77%*

6.2. Норма на възвръщаемост на привлечения капитал

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал и е в размер на 2,54%.

- Дял на собствения капитал - ДСК = 84,25%;

- Дял на привлечения капитал - ДПК = 15,75%

- Данъчна ставка – ДС = 10%

В резултат на изчисленията Нормата на възвръщаемост на капитала е 6,73%.

*НВ = 84,25%*6,77%/(1-10%) + 15,75%*2,54% = 6,73%*

7. Условно-постоянни разходи

Съгласно глава втора, раздел I, т.17 от Указания-НВ условно–постоянните разходи (УПР) се прогнозират за едногодишен период и включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейностите по лицензията.

7.1. Разходи за амортизации

Разходите за амортизация са планирани на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. За целите на регулирането в съответствие с чл. 4, ал. 2 от НРЦТЕ дружеството води отделна счетоводна отчетност съгласно чл. 37 от ЗЕ. Симулацията на активите в позиции Сгради, Транспортни средства, Стопански инвентар и Други дълготрайни материални активи е изготвена на база балансовата стойност на активите към 31.12.2019 г., изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ като разлика от призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им и натрупаната амортизация, за целта на изчисляването в съответствие с чл. 8 ал. 2 т. 5 от НРЦТЕ и глава втора, раздел II от Указания-НВ не са взети на предвид счетоводните ефекти от осчетоводените загуби от обезценки през 2016 и 2017 г., както и приходите от последващи оценки на нетекущи материални активи, осчетоводени през 2019 г .

Разходите за амортизация на активите от позиция „Машини, съоръжения и оборудване“ са калкулирани съгласно предприетия от КЕВР в т. 1.1 от Общия подход на решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., като са изчислени за регулаторни цели на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия.

Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта.

Амортизацията на активите от производствените централи „Нова когенерационна централа“ и ТЕЦ „Север“ са разпределя съответно според тяхното предназначение, и функционалност, спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за комбинирано производството и на двата продукта.

Амортизацията на активите от производствена централа ОЦ „Юг“ се отнасят директно към разходите за производство на топлинна енергия, тъй като тези активи служат само за производство на топлинна енергия.

Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия.

Разходите за амортизация на други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.) се разпределя между разходите за производство и пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2020 г.

На тази база 55% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 45% се разпределят за пренос на топлинна енергия.

7.2. Разходи за ремонт

Разходите за ремонти са планирани спрямо нуждите от поддържане в изправно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия, за правилното им и безопасно функциониране. Разходите за ремонти са планирани по обекти.

7.3. Разходи, свързани с персонала

Планира се увеличение на разходите за регулирана дейност, свързани с персонала през 2021 г. до 4 852 хил. лв., основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения. В планираните разходи не са включени разходи, непризнати за целите на ценовото регулиране съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ.

7.4. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, нарастват 2,1% до 8 210 хил. лв., като основните групи от разходи, включени в този компонент са изброени в таблицата (Приложение 1). Разходите са планирани на база на отчетните разходи през 2020 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 1,7% за 2020 г. спрямо 2019 г.

В разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, също така са включени разходи по индивидуална цел за енергоспестяване (чл. 35 ЗЕ) в размер на 43 хил. лв.

Вътрешно-групови разходи, свързани с дейността:

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е планирало за текущата 2021 г. да използва проектно-консултантски услуги, административни и технически вътрешно-групови услуги, както и договор за командироване на персонал с намерение за постигане на ефективно управление на разходите.

Планираните проектно-консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал включват от една страна проектно-ориентирани услуги, и от друга страна текущи административни и технически услуги и услуги по договор за командироване на персонал.

Дружеството получава електронни услуги свързани с конфигурацията, функционирането и поддръжката на лицензирани софтуери на SAP, Microsoft и Oracle с цел безпроблемното функциониране на софтуерните програми.

Разходната база за всичките вътрешно-групови услуги се планира да се формира единствено на база степента на отговорностите, необходимите умения на ангажирания персонал, както и на времето и ресурсите, необходими за осъществяване на съответната услуга. Възнаграждението е планирано да се изчислява на базата на реално отработените часове и приложимата часова ставка спрямо един потребител.

Планираните финансови и административни услуги, правни и корпоративни въпроси,

покупки и склад, IT и телекомуникация, човешки ресурси, фактуриране, клиентско обслужване и технически услуги се основават на сключен договор за административни услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя тези услуги.

Планираните услуги по договор за командироване на персонал, свързани с предоставяне на услуги от експертен персонал, се основават на сключен договор за командироване на персонал между „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД и ЕВН АГ Австрия от 01.01.2005 г., съгласно които ЕВН АГ Австрия предоставя на дружеството персонал, който приема инструкциите на дружеството за периода на командироване и то упражнява контрол върху извършената му работа на база определено работно място чрез осигурени необходими ресурси за предоставяне на услугите.

Част от предоставения персонал от страна на ЕВН АГ Австрия действа в качеството си на управител, който изпълнява управленски функции в рамките на българското дружество и съответно възлага и контролира цялата дейност.

От данъчна гледна точка „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД се счита за работодател на полагащите труд австрийски физически лица, съгласно & 1, т. 27 от ДР на ЗДДФЛ, а правоотношенията между страните се квалифицират като трудови по смисъла на & 1, т.26, б. „з“ от ДР на ЗДДФЛ. Респективно облагането се извършва по общия ред на ЗДДФЛ.

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода „разходи плюс“, в чиято стойност се включват всички действителни разходи на персонала по време на периода на назначаването и се добавя надценка в размер на 3%.

7.5. Приходи от присъединяване и услуги

Планираните приходи за новия ценови период се състоят от планираните приходи от услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение, планираните приходи от присъединяване на нови клиенти в и планираните приходи от услуги, директно възлагани от клиентите в „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД. Стойността на планираните приходи е базирана на отчетните данни за приходите от услуги, като сумите са индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 1,7% за 2020 г. спрямо 2019 г.

Условно–постоянните разходи са изчислени в размер на 24 797 хил. лв.

8. Променливи разходи - увеличени са с 34,1% спрямо 2020 г. до 42 013 хил. лв.

8.1. Разходи за материали

Наблюдава се намаление на разходите за материали спрямо 2020 г., в които основна тежест има разходът за природен газ.

В разходите за материали е включена корекция на разходите за природен газ съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като е добавен ред 77 в Справка 1 „Разходи“. Поради добавения ред е извършена корекция на формулата в клетка G75, като корекцията за предходни периоди е включена в сумата, която е в размер на 2 276 хил. лв.

Разходите за закупена електрическа енергия са планирани спрямо производствените нужди, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите за електрическа енергия са прогнозирани по месеци и по видове напрежение.

Консуматори на електрическа енергия високо напрежение са новата когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ в аварийни случаи. Консуматори на електрическа енергия средно напрежение са съоръженията в ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“. Консуматори на електрическа енергия ниско напрежение са абонатните станции и помпена станция „Марица“.

Разходите за вода за производството са планирани спрямо производствените нужди в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите са планирани по месеци и по видове консуматори, като в общите разходи са включени, както разходите за вода, така също и разходите за канализация, отвеждане и за пречистване на потребените количества.

Разходите за консумативи в зависимост от производството са планирани по месеци и по видове консумативи.

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 1 136 хил. лв.

Не се прогнозират разходи за външни услуги в променливите разходи.

8.2. 2. Разходи за въглеродни емисии

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е участвало с проекти в „Национален план за инвестиции на Република България за периода от 2013 г. до 2020 г.“ (НПИ) и е получило допълнително безплатно разпределени квоти за периода 2013 – 2019 г. През 2020 г. дружеството не е реализирало проекти по НПИ.

За периода 2021-2030 г. Р. България е депозирала в ЕК „Национална рамка за инвестиции“, която към момента на подаване на заявлението не е финализирана и не може да бъде определен размерът на очакваните допълнителни безплатни квоти.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е включено и в Националните мерки за изпълнение за преходното безплатно разпределяне на квоти за емисии на парникови газове, в съответствие с Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, в които са определени разпределените количества безплатни квоти CO_2, генерирани само от топлопроизводство, за целия 3-ти период на ЕСТЕ – 2013 г. – 2020 г. Дружеството е подало базова линия за безплатно разпределение на квоти за емисии CO_2 за 4-ти период на ЕСТЕ – 2021-2030 г. Към момента на подаване на заявлението не е получена информация от ЕК за количеството разпределени безплатни квоти за инсталациите на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД.

	Общо	**ТЕЦ „Север“**	**ОЦ „Юг“**
Остатък от минали периоди	**82 479**	**65 517**	**16 962**
Закупено през 2020 г.	51 000	51 000	
Средна ед. цена на закупени емисии на парникови газове (лв./t CO_2)	52.965	52.965	-
безплатни Q EUAs за 2020 г.	24 814	24 120	694
Дерогация за 2020 г.	0	0	
Емитирано през 2020 г.	-151 938	-145 677	-6 261
остатък от 2020 г. към 30.04.2021 г.	**6 355**	**-5 040**	**11 395**

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, се определят като от емисиите на парникови газове (CO_2) за производството се приспаднат предвидените безплатни квоти и се остойностят с цена на емисиите 40 евро/t.

За новия ценови период дружеството включва следните разходи за емисии CO_2:

Наименование на разхода	**мярка**	**Отчет за 2020 г.**	**Прогноза в цени РП от 01.07.2021 г.**	**Разлика РП – 2020 г.**
Разходи за емисии парникови газове (CO_2)	хил. лв.	2 701	11 691	8 990

В разходите за материали е включена корекция на разходите за квоти за въглеродни емисии съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като е добавен ред 99 в Справка № 1 „Разходи“. Поради добавения ред е извършена корекция на формулата в клетка G73, като корекцията за предходни периоди е включена в сумата. Също така е извършена корекция на клетка “F 109” в Справка 4 “ТИП-производство” от модела за ценообразуване. Корекцията е в размер на 2 195 хил. лв.

8.3. Разходи за балансиране по Правила за търговия с електрическа енергия

Разходите, предизвикани за балансиране, се оценяват на 183 хил. лв., като се планират на база сумарен небаланс в размер на 3,3% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2020 г.

8.4. Разходи за балансиране на природен газ

Прогнозирани са разходи от 113 хил. лв. за балансиране по договор с „Булгаргаз“ ЕАД за продажба на природен газ, калкулирани като процент от планираното количество природен газ, предвиден за консумация по 10% от неговата стойност.

8.5. Корекции съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ

Корекциите на установената разлика от предходния ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ и разходите за квоти за въглеродни емисии са приложени отделно в Справка 1 „Разходи“ от модела за ценообразуване съответно, като корекция на разходите за природен газ и разходите за въглеродни емисии. За целта в Справка № 1 „Разходи“ са добавени редове 77 за корекцията на в разходите за природен газ и 99 за корекцията на в разходите за въглеродни емисии.

Добавените стойности са включени в сумата на променливите разходи.

Поради добавените редове е променена формулата в клетка „F 109“ в Справка № 4 „ТИП-ПРОИЗ“ от модела за ценообразуване, където разходите за „Корекция на разходи за емисии парникови газове (CO_2) от предходни периоди“ са включени аналогично на „Разходи за емисии парникови газове (CO_2)“, тъй като корекцията би следвало съответства на разхода, който се коригира.

Поради промяната в ЗЕ през 2015 г. (промяна на периода за отчитане на ефективността от годишна на месечна база), дружеството ще произвежда и продава през новия регулаторен период освен електрическа енергия от ВИКП по преференциална цена и комбинирана електрическа енергия по пазарни цени. Във връзка с това е променена формулата в клетка „F 110“ в Справка № 4 „ТИП-ПРОИЗ“ от модела за ценообразуване. Запазена е логиката на ценообразуване на модела на КЕВР, преференциалната цената да бъде калкулирана за количествата произведена високоефективна комбинирана електрическа енергия.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 17,25% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,88% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 42,96% при прогнозирани 35,00% за ценовия период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

За следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 6,01% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 13,18% и разходи, пряко свързани с регулираната дейност по ЗЕ, с 4,51%.

Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 2 646 хил. лв. на 2 573 хил. лв. или със 73 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 845 хил. лв. на 3 765 хил. лв. или с 80 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 007 хил. лв. на 949 хил. лв., или с 58 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 183 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 183 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- разходите за покупка на природен газ извън график са коригирани от 55 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 55 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са

предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозират разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- ✓ срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- ✓ направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 11 691 хил. лв. на 14 906 хил. лв. или с 3 215 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 149 442 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Димензия	природен газ	мазут	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	55,4829				
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	34,2870				
3. Коефициент на окисление:	-	100%				
ЕВН Юг		78 576,190	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO_2, t		149 442,3	0,0	0,00	0,0	149 442,3

Прогнозни емисии CO_2 – 149 442 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 149 442 **t**. **X** 99,75 лв./t **= 14 906 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **78 576 knm^3**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,73% на 4,30% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 110 836 MWh (35,00%) на 96 836 MWh (30,58%) или с 14 000 MWh до достигане на постижими от дружеството загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно

газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,55 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 2,72 + 0,56 = 3,28 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 49,83 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	23 175	47 978	46 385	50 443	88 039	102 025	114 798	98 606	99 478	40 562	19 120	50 710	**781 318**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,29**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,98	18,52	22,27	24,53	28,03	27,54	26,33	29,71	28,01	34,03	34,03	34,03	**27,35**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	93,44	214,81	32,61	273,26	168,94	246,68	857,74	399,28	574,49	65,30	-20,50	-246,06	**2 660**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,46**
		-0,12	-0,15	-0,19	-0,19	-0,18	-0,16	-0,60	-0,68	-0,63	0,84	-3,68	-11,24	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,04	18,59	22,37	24,62	28,12	27,62	26,63	30,05	28,32	33,19	35,87	39,65	**27,89**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**140 885**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-2 471,7**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 188,32

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-49-8 от 02.06.2021 г. дружеството е представило следното становище:

Дружеството изразява несъгласие относно нанесените корекции в подадените ценообразуващи справки от № 1 до № 9 към заявлението за утвърждаване на цени чрез прилагането на описания в доклада „общ подход“ на работната група. Дружеството счита, че тези корекции са направени без да бъдат отчетени естеството и спецификата на извършваните от ЕВН ТР лицензионни дейности. Представени са възражения и се настоява Комисията да съобрази, че за всеки от разходите, представени по-долу, съществува нормативно основание или влязло в сила решение на съда, което налага признаването им в пълен размер, а именно:

1. Разходи за персонал и свързаните с тях осигурителни и социални плащания

По отношение на заявените от ЕВН ТР разходи за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания през новия ценови период, дружеството е посочило, че увеличаването на тези разходи произтича от задълженията на ЕВН ТР да начислява и плаща допълнителни месечни суми към основните работни заплати на служителите си за трудовия стаж и професионален опит, които те придобиват през новия ценови период. Допълнително, дружеството като работодател, ежегодно индексира брутните заплати и възнаграждения с ежегодния процент инфлация, обявяван от Националния статистически институт. Въз основа на тези фактори, които влияят на растежа на брутните възнаграждения, са заявени и съпътстващите ги увеличени разходи за осигурителни и социални плащания. ЕВН ТР посочва отново, че за икономическата им обоснованост и целесъобразността със заявлението е представило подробна обосновка. Посочва се, че с Решение № 9285 от 18.06.2019 г. на Върховния административен съд (ВАС), по адм. дело № 7903/2018 г., съдът е уважил като основателно искането на дружеството да бъдат признати този вид условно-постоянни разходи и включени в необходимите годишни приходи. ЕВН ТР счита, че не съществува нормативно основание, поради което тези разходи да бъдат изключени частично от необходимите годишни приходи и настоява разходите за заплати и възнаграждения да бъдат признати изцяло в заявения размер - 3 845 хил. лв., както и свързаните с тези разходи осигурителни и социални плащания в заявения размер от 1 007 хил. лв.

2. Природен газ извън график

ЕВН ТР възразява срещу извършените корекции на разходите за покупка на природен газ извън график в размер на 55 хил. лв. и прилагания „общ подход“.

Дружеството счита, че аргументите в т. 1.4. от общия подход в Доклада, касаещи „Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия“, като мотив за неправилно извършените корекции, не се отнасят за разходите за покупка на природен газ извън график. Тези разходи следва да бъдат включени изцяло в променливите разходи за извършването от ЕВН ТР на дейностите по издадените лицензии. Дружеството не разбира какво налага този „подход“ за корекция на заявените разходи, още повече, че с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. Комисията е признала на ЕВН ТР изцяло разходите за покупка на природен газ извън график.

3. Разходи за балансиране

ЕВН ТР не приема корекциите на разходите за балансиране за електрическа енергия в размер на 183 хил. лв. и счита, че аргументите, представени в т. 1.4. от Доклада и направените корекции са в противоречие с изискването на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ, което предвижда, че цените на енергийните предприятия следва да се регулират по начин, който да възстановява икономически обоснованите разходи за дейността им, включително разходите за балансиране на електроенергийната система. Според дружеството, изключването им от необходимите годишни приходи на ЕВН ТР представлява нарушение на чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ и води до непълно възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността и до определянето на норма на възвръщаемост, която не е икономически обоснована. ЕВН ТР отбелязва, че с Решение № 9285 от 18.06.2019 г. на ВАС по адм. дело № 7903/2018 г. съдът е постановил, че разходите за балансиране възникват вследствие дейността на дружеството по производство на електрическа енергия, присъщи са и са икономически обосновани. Със същото решение съдът е задължил Комисията да включи всички разходи за балансиране в необходимите годишни приходи на ЕВН ТР. Настоява се стойността на тези разходи - 183 хил. лв., да бъде призната от Комисията.

4. Технологични разходи

ЕВН ТР не е съгласно с корекцията на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия. По отношение на определянето им, дружеството е извършило подробен анализ, за който е представило обосновка. От отчетните данни е видно, че в предходните периоди относителният дял на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия надвишават заявените от дружеството за новия регулаторен период, като в базовата 2020 г. възлизат на 41,75%. Прогнозираното намаление на количеството и относителния дял на технологичните разходи е съобразено с моментното състояние на мрежата, както и с бъдещите намерения и възможности на дружеството за извършване на инвестиции в топлопреносната мрежа. В този смисъл направената допълнителна корекция от страна на Комисията не може да бъде обоснована с доводите, изложени в т. 6 от общия подход на Доклада. С непризнаването на пълния размер на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия дружеството е възпрепятствано да кумулира средства за осъществяването на заложените амбициозни цели за поетапната рехабилитация на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив, което от своя страна ще доведе до дългосрочен и влошаващ се тренд на увеличение на технологичните разходи и влошаване на предлаганата услуга. Именно поради тази причина, ако ценообразуването при топлинната енергия бъде де-регулирано, дружеството би могло свободно да определи необходимият обем инвестиции, за да редуцира технологичния си разход, но с пресметната на пазарни принципи възвръщаемост на същите. Дружеството възразява също така срещу математическото прехвърляне на коригираното количество на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия в частта на продажбите. Очевидно е от предоставените отчетни данни, че подобни количества в рамките на 220 GWh са непостижими на лицензионната територия на дружеството. Изкуственото и необосновано увеличение на продажбите води до намаление на цената на топлинната енергия с 6,51 лв./MWh, което при едно реалистично количество в размер на 206 GWh би ощетило дружеството с над 1,3 млн. лв.

5. Корекция на емисии CO_2

ЕВН ТР счита, че при корекцията на въглеродните емисии съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ е допусната техническа грешка, която е довела до некоректен резултат и щета за дружеството в размер на 1,2 млн. лв.

Калкулацията е извършена съгласно цитираната в чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ формула и съгласно нея оценката би следвало да бъде следната:

140 885*(22-30,97)=-1 263 738 евро

За да се постигне приложима за целите на ценообразуването стойност, така полученият резултат би трябвало да се превалутира по фиксирания курс на Българска народна банка евро/лв., а именно 1 евро = 1,95583 лв. или -1 263 738*1,95583 = -2 471 658 лв. Очевидно е, че в приложената в Доклада калкулация последната стъпка липсва, което е довело до грешка в размер на 2 471 658-1 263 738=1 207 920 лв.

6. Корекция на необходимите годишни приходи по природен газ

Дружеството счита, че при извършената корекция на необходимите приходи по природен газ приложените параметри не са в съответствие с определените по чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, тъй като към Цпг - индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, и Ц1 - отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, не са добавени цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

От 01.10.2021 г. са в сила цени за достъп и пренос през газопреносните мрежи собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2020 г. - 30.09.2021 г. в съответствие с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. на КЕВР, приети с решение по т. 1 от протокол № 482 от 02.10.2020 г. на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Тези цени са по-високи от цените, валидни при определянето на цените на топлинна енергия и цените и премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. Изключването им от калкулацията не само е в противоречие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал, 10 от НРЦТЕ, но и ощетява дружеството и води до непредвидени отрицателни ценови ефекти, които се отразяват на разходите за основно гориво - природен газ. На база публикуваните с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. прогнозни цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 4,34+23,44 =27,78 лв./knm^3 и калкулираната среднопретеглена цена базирана на отчет за периода 01.07.2020-30.04.2021 г. и

прогноза за периода 01.05.2021-30.06.2021 т. дружеството счита, че е ощетено от некоректно извършената калкулация приблизително с 0,7 млн. лв.

С оглед на факта, че от датата на подаване на заявлението за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия допълнително са отчетени актуални количества и цени за месеците до април 2021 вкл., както и са публикувани регулираните цени на обществения доставчик на природен газ за месеците май 2021 г. и юни 2021 г., дружеството е предоставило актуална информация, базирана на отчет за периода 01.07.2020-30.04.2021 г. и прогноза за периода 01.05.2021-30.06.2021 г.

Съгласно направената от дружеството калкулация разликата между отчетените и прогнозните разходи за природен газ, която следва да бъде включена като корекция на необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2021 г.-30.06.2022 г., възлиза на 1 921 хил. лв.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Разходи за персонал и свързаните с тях осигурителни и социални плащания

Възражението на дружеството не се приема.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 63,18% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 125,19% цената на услугата „топлоснабдяване“ се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения дори с минимален процент е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходите за заплати и възнаграждения. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

2. Природен газ извън график и разходи за балансиране

Възраженията на дружеството относно корекциите на разходите за балансиране за електрическа енергия и за природен газ не се приемат. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия и на природен газ, не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсиране чрез съответните количества. В допълнение следва да се отбележи, че със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 38 от 2018 г.) е отменена разпоредбата на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ.

3. Технологични разходи

Възражението на дружеството не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че утвърждаването в цените на топлинната енергия на 30,58% технологични разходи по преноса е основание дружеството да предприеме драстични мерки по обследване на причините за високия процент и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради

вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на емисии CO_2 се приема.

Допуснатата неточност при изчисленията на недовзетия приход, свързана с превалутирането на разходите за емисии, е отстранена.

6. Корекция на разходите за природен газ

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа. В съответствие с представените отчетни данни на дружеството относно количествата природен газ, консумирани помесечно за

изминалия ценови период и заложените стойности по тримесечия за прогнозната цена на природния газ от 01.07.2020 г. е изчислена прогнозната индивидуална цена за изминалия ценови период, при която са определени съответните цени, считано от 01.07.2020 г. С наличието вече и на постигнатите цени, по които дружеството е закупувало горивото, се изчислява разликата, която представлява съответно надвзетия или недовзет приход. Цените за пренос и достъп наистина се добавят към индивидуалната цена, но те не са елемент, свързан с пазарните изменения на природния газ в необходимите приходи на дружеството през годината, като част от корекциите, а отразяват режима на потребление на дружеството. С оглед силно изразеното сезонно потребление на природен газ за топлофикационните дружества при равни други условия добавките за пренос и достъп по прогноза и отчет би трябвало да са близки по стойност, както и разликата да е пренебрежима.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 238,73 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 113,66 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 99,55 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 98,55 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 88 921 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 82 598 хил. лв., от които условно-постоянни – 24 398 хил. лв. и променливи – 58 199 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 147 117 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,30%
- Електрическа енергия – 288 150 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 276 410 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 11 740 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 219 839 MWh

<u>3. „Топлофикация Плевен“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-04-4 от 31.03.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, с изключение на информацията по т. I.6 в частта за закупените емисии CO_2, I.12., II.9. и отчетни справки за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 78,03 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 84,50 лв./MWh;
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 211,96 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 360,03 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на „Топлофикация - Плевен“ АД е следната:

Изчисленията за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са разработени със следните параметри:

1. Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия ценови период, са на база постигнатите производствени показатели през последната година, като разчетът е направен при предположението за оптимално натоварване на основните съоръжения през разчетния период. През м. юли 2021 г. е планиран

ремонт на редуктора на когенерацията. Поради това се очаква занижено производство на електрическа енергия за месеца. Запазват се постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. За електрическата енергия разходната норма за производство е 144,80 $g_{уг}$/kWh, а за топлинната енергия разходната норма е 144,39 kg/MWh при постигнати през 2020 г. съответно 142,32 $g_{уг}$/kWh и 145,02 kg/MWh.

2. Заложените в разчета за новия ценови период технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Очаква се да се запази постигната ефективност и през новия ценови период - 80,86%. Като основа на разчета е очакваното повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електрическа енергия. Предвидено е произведената електрическа енергия да бъде 324 650 MWh, а собствените нужди да бъдат 25 550 MWh, без да се закупува електрическа енергия през периода, или 7,87% от произведената електрическа енергия. Увеличението на произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с 16 775 MWh. Причината за това увеличение е фактът, че през м. октомври 2020 г. е извършен ремонт на котел-утилизатора и газовата турбина, което е довело до продължителен престой на основното средство за производство на електрическа енергия.

3. Предвижда се увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за населението с около 22 300 MWh. Основание за това заложено увеличение е поради факта за необичайно топлата зима в началото на 2020 г. За сравнение - средномесечната температура през м. януари 2020 е 2,8 °C, а през м. януари 2019 г. е 0,5 °C. през м. февруари 2020 г. средномесечната температура е 6,9°C, а през м. февруари 2019 г. е 4,4 °C. Очаква се относително запазване на нивото реализирана топлинна енергия с топлоносител пара. Предвидено е реализираната пара да достигне до 37 600 MWh.

4. При тези допускания, разходът на природен газ за разчетния период е 100 940 knm^3 или увеличение с 8,08%, без използване на резервно гориво - мазут. Цената на природния газ за предстоящия ценови период е получена при използване на утвърденото от Комисията Приложение № 2 като са спазени указанията на Комисията и е използвана индивидуалната цена на природен газ за дружеството съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. При определяне на разходите са използвани актуалните цени за достъп и пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входна точка „Странджа/Малкочлар“ и изходна точка „България“. При формиране на разхода за природен газ за предстоящия ценови период е добавен и разход за компенсиране на сезонна неравномерност съгласно Плана за действие при извънредни ситуации, във връзка с чл. 72 а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ и съгл. изискванията на чл. 8 и чл. 10 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 Октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на доставките на природен газ.

5. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на базата на последната инвентаризация на емисии, като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициентът на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е 191 975 t CO_2. Те са остойностени на база прогнозна цена на емисиите CO_2 - 45 евро/t.

6. В sheet „Спецификация“ е дадено помесечното производство на топлинна и електрическа енергия, разходът на природен газ и натовареността на съоръженията през периода.

7. Необходимите годишни приходи в разработката са установени при спазване Указания-НВ по приложени справки от № 1 да № 9.

8. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2020 г., концепцията за развитие на дружеството през следващата година и обективните тенденции в макроикономически аспект. В разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата, загуби от обезценки, брак, отписани вземания, лихви за забава и неустойки, свързани с неизпълнение на сключени договори. Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2020 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 година, особеностите на

режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

9. Разходите за застраховки са отчетени според действително изплатените суми по сключените застрахователни договори за 2020 г. в размер на 321 хил. лв. по имуществена застраховка, застраховка авария на новата мощност, задължителните застраховки „Гражданска отговорност“ и „Каско“ на МПС, и „Обща гражданска отговорност на персонала“. За периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са предвидени разходи за застраховане в размер на 347 хил. лв.

10. Разходите за амортизация са представени в съответствие със счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2020 г., като в стойността им за новия регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизациите по инвестиционна програма до 30.06.2022 г.

11. Променливите разходи в частта за гориво са изчислени на база предоставената методика от КЕВР за изчисление на стойността на природния газ за предстоящия ценови период - Приложение 5. Така получената осреднена цена на природния газ е 360,03 лв./knm^3.

Разходите за гориво в годишния отчет за 2020 г. са с 2 271 хил. лв. по-малко в сравнение с отчетните данни в ценовия модел за 2020 г. Това е сумата от кредитните известия на „Булгаргаз“ ЕАД за използваното количество природен газ от м. август 2019 г. до м. декември 2019 г., издадени съгласно Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР. Съгласно чл. 124, ал. 5 от ЗДДС регистрираното лице е длъжно да отрази получените от него кредитни известия в дневника за покупки за данъчния период, през който са издадени.

12. В променливите разходи, както за отчетния период, така и за следващия регулаторен период са включени освен реагенти, химикали и разходът на авиационно и турбинно масло за газовата турбина. От общо предвидените 225 хил. лв. на тази позиция, 93 хил. лв. са за доставката на тези масла. Маслото, което се използва за газовите турбини е авиационно масло. Средния разход варира обикновено в рамките на 300 - 400 литра на месец, като зависи от натоварването и пропуските от маслената система. Маслото в системата се оценява с периодични лабораторни анализи и когато параметрите му наближат критични стойности, зададени от завода-производител на турбината, се подменя.

13. Разходите за ремонт през 2020 г. са 4 951 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. са 4 511 хил. лв. и прогнозите за новия регулаторен период - 5 458 хил. лв. Увеличението на разходите спрямо предходния период е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина и основната инспекция на генератора на когенерацията. В приложената ремонтна програма са предвидени необходимите мерки за поддръжка на топлоизточника, спомагателното оборудване и топлопреносната мрежа в годно за експлоатация състояние на база на препоръките на производителите на оборудването и нормативната уредба. В инвестиционна програма са предвидени средства за реконструкция на ПГ 4 в нискоемисионен и за стартиране на проект за изграждане на заместваща мощност. Планира сее извършване на рехабилитация на топлофикационни отклонения и изграждани на нови такива за включване на нови абонати. Подробна обосновка на ремонтно - инвестиционната програма е в приложена към заявлението.

14. Нормата на възвращаемост на капитала е 7,37%. Дружеството отбелязва, че нормата за възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само по-нататъшното инвестиране от страна на дружеството, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД и „Тибиел“ ЕООД.

15. В съответствие с указанията, дадени в Писмото, в sheet „Коефициенти“ е заложен фиксиран коефициент за разпределение на горивото в производството - 0,4000.

16. Оборотният капитал е определен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, без да са включени разходите за амортизации.

17. Отчетените приходи от продажба в Приложение 4 са с 2 489 хил. лв. повече в сравнение с приходите за дейността в ГФО за 2020 г. Това е сумата за приспадане след преизчисление по месеците от м. юли 2019 г. до м. декември 2019 г. на топлинната енергия и на фактурираната електрическа енергия за същия период съгласно Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР. В приложението са отразени реалните приходи отнасящи се за 2020 г.

С писмо вх. № Е-14-04-5 от 18.05.2021 г. дружеството е представило изисканата информация с писмо № Е-14-00-5 от 11.05.2021 г., като е декларирало, че приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения за 2020 г. са в размер на 63 хил. лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 5,43% по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 0,14% по-ниски количества реализирана топлинна енергия с пара и с 10,06% по-високи количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 6,66% по-високи от отчетените за ценовия период, като са по-високи с 10,19% за горещата вода и по-ниски с 3,76% за водната пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 22,37% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличение на разходите за амортизации с 30,51% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 107,58%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 29,38%.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 3 706 хил. лв. на 3 352 хил. лв. или с 354 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 5 458 хил. лв. на 4 951 хил. лв. или с 507 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 4 250 хил. лв. на 3 877 хил. лв. или с 373 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 007 хил. лв. на 949 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 16 896 хил. лв. на 19 149 хил. лв. или с 2 253 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 191 975,52 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Димензия	природен газ	мазут	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	42,0080	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	
Тф Плевен		100 940,000	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO_2, t	t	191 975,5	0,0	0,00	0,0	191 975,5

Прогнозни емисии CO_2 – 191 975,52 t
Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 100 940 knm^3.
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 191 975,52 **t X** 99,75 лв./t **= 19 149 хил. лв.**

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации;

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,37% на 4,83% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 156 930 MWh (43,01%) на 151 930 MWh (41,64%) или с 5 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,56 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,62+2,83 =3,45 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена природен газ – 50,01 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	60 272	61 869	60 416	54 800	103 189	114 535	125 415	112 263	103 257	69 905	63 850	62 329	**992 100**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,09**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,15	18,68	22,55	25,07	28,42	28,01	26,66	30,44	28,19	32,32	34,44	34,44	**27,68**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	239,28	272,22	36,85	291,54	188,84	268,01	916,15	416,50	587,27	142,96	-81,41	-315,07	**2 963**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,62**
		0,05	0,01	0,09	0,35	0,21	0,31	-0,27	0,05	-0,45	-0,87	-3,27	-10,83	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,80	30,39	28,41	32,76	36,08	39,86	**28,11**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**178 891**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-3 138,4**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -175,3

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-04-7 от 02.06.2021 г. дружеството е представило следното становище:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените от него за утвърждаване от Комисията условно-постоянни разходи за амортизации в производството на топлинна и електрическа енергия, които са коригирани от 3 706 хил. лв. на 3 352 хил. лв. или намаление с 354 хил. лв. Според дружеството реално начислените амортизации за 2020 г. в производството са 3 394 хил. лв. През новия регулаторен период дружеството очаква да въведе нови ДМА в производството и поради тази причина е планирало очаквани амортизации в размер на 3 706 хил. лв.

2. По отношение на заявените разходи за ремонт, които са коригирани от 5 458 хил. лв. на 4 951 хил. лв. или с 507 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход, дружеството е изразило становище, че цените на услугите и материалите имат средно годишен ръст от около 10%, а през последните месеци цените на металите и други материали са нараснали значително повече. Дружеството счита, че корекцията на разходите за ремонт с 507 хил. лв. по-малко от планираното няма да позволи извършването на ремонти дори в обема, изпълнен през 2020 г. Състоянието на топлопреносната мрежа е лошо и необходимите средства за ремонти по нея са значително повече от планираните, а отлагането на ремонти по мрежата, поради липса на средства, би довело до аварийност и нарушаване на топлоснабдяването. Аналогично е състоянието и на топлоизточника.

3. По отношение на заявените разходи за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания през новия ценови период, дружеството е посочило, че месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2020 г., съгласно данни на НСИ е 2 148 лв., а с предвидената корекция този показател за дружеството става 1 538 лв. или изчислено в процент, изоставането на заплатите на работещите в „Топлофикация-Плевен“ АД е 28,40% от обявените от НСИ за отрасъла. Дружеството счита, че работи с високотехнологични, сложни съоръжения и при непрекъснат производствен процес, въпросът с висококвалифицираните кадри и тяхното задържане в предприятието е особено важен за нормалния технологичен ритъм. Със задържането на средната работна се нарушава принципът на равнопоставеност на енергийните дружества.

4. По отношение на определената цена за тон емисии в размер на 47 евро/t дружеството е посочило, че същата в настоящия момент вече е „остаряла“ съгласно справка от EEX Spot Market (спот пазара) към 27.05.2021 г. е 51,76 евро/t.

5. По отношение на заявените технологични разходи по преноса на топлинна енергия, които са коригирани от 156 930 MWh на 151 930 MWh или с 5 000 MWh, цитирано е некоректно, че дружеството е заложило увеличение на загубите с 10,19%.

Реално дружеството е предложило намаление на технологичните разходи спрямо отчетния ценови период с 0,39% и предлага увеличение на отпуснатата енергия към преноса с гореща вода и съответно увеличение на топлинната енергия за разпределение с гореща вода, което е видно от Приложение № 3.

Дружеството е посочило, че цитираните по-горе 5 000 MWh топлинна енергия са прибавени механично към топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода и Комисията е извършила своите пресмятания за определяне на цената на топлинната енергия отнасяйки разходите към 212 900 MWh. Дружеството счита, че няма технически аргумент, който да оправдае такова механично смесване на намаляването на технологичните загуби с количеството реализирана топлинна енергия.

6. По отношение на определената индивидуална цена на природния газ дружеството е посочило, че Комисията не е взела под внимание разхода за компенсиране на сезонната неравномерност през ценовия период 2021 г. – 2022 г. Дружеството счита, че този разход е нормативно признат и е виден от представения на Комисията Договор за компенсиране на сезонна неравномерност между „Топлофикация – Плевен“ АД и „ТИБИЕЛ“ ЕООД. Дружеството настоява Комисията да вземе под внимание общия разход за компенсиране на сезонна неравномерност в размер на 753 909,33 лв. при формиране на цената на природния газ за ценовия период 2021 г. - 2022 г.

7. По отношение на корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, дружеството е посочило, че при определяне на Q4 на

корекцията по природен газ за месец юни 2021 г. Комисията е заложила цена на природния газ, доставян от „Булгаргаз“ ЕАД в размер на 32,00 лв./MWh, като понастоящем вече е обявена цена на природния газ за месец юни 2021 г., в размер на 45,27 лв./MWh. При определяне на корекцията по въглеродни емисии Комисията е заложила отчетна цена на въглеродните емисии за 2020/2021 в размер на 30,97 евро/t, като дружество е закупило необходимите количества въглеродни емисии на цена 47,30 евро/t. Посочва се, че при така заложените прогнозни и отчетни цени на въглеродните емисии е пресметната корекцията по въглеродни емисии. Разликата между 30,97 и 22,00 евро е 8,97 евро/t. Тази разлика умножена по количеството от 178 891 t прави недовзет приход от 1 604 хил. евро, а не лева. Недовзетият приход е 3 142 хил. лв и общата корекция е 310,6 хил. лв., а не 1 848,1 хил. лв.

8. По отношение на разходите за участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, дружеството е посочило, че не е съгласно с т.1.4 от Общия подход, тъй като счита, че тези разходи са присъщи и икономически обосновани и настоява те да бъдат включени като ценообразуващ елемент.

В заключение дружеството е посочило, че с направените корекции на разходите при определяне на цените е поставено в трудна ситуация. Според дружеството периодът на дерогация на ПГ 2 и ПГ 3 изтича в края на 2022 г. и без активна инвестиционна кампания през следващите 2 години няма да разполага с необходимите мощности, за да изпълнява основната си дейност. Дружеството счита, че при такъв обем инвестиции привлеченият капитал не може да покрие всички разходи, а сумата за самоучастие е непосилна.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Корекция на разходите за амортизации в производството

Възражението на дружеството не се приема.

Коригираната стойност в разхода от 354 хил. лв. при 15 г. срок за амортизация съответства на въвеждане в експлоатация на актив на стойност 5 310 хил. лв. Към настоящия момент тази инвестиция в основни съоръжения не е налична, поради което съответстващият ѝ разход за амортизация не е допустим от регулаторна гледна точка. При наличие на непрекъсваем отоплителен сезон най-вероятно е инвестицията да бъде отразена в инвентарната книга на дружеството в края на предстоящия ценови период и съответният разход за амортизация да влезе в цените през следващия ценови период. Съгласно т. 31.1, б. „б“ от Указания-НВ „в разходите за амортизация не се включват амортизации и други разходи, свързани с реконструкция или ново придобиване на имущество за производство на електрическа и/или топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, което не е било въведено като актив към датата на подаване на заявлението за цени.

2. Корекция на разходите за ремонт и заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания

Възраженията на дружеството не се приемат.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 74,13% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата „топлоснабдяване“ се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт дори с минимален процент е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или допълнителни разходи за ремонтни дейности, то евентуалното

повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

3. Определената цена за тон емисии

Възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

4. Корекция на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия

Възражението на дружеството не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че утвърждаването в цените на топлинната енергия на 41,64% технологични разходи по преноса е основание дружеството да предприеме драстични мерки по обследване на причините за високия процент и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за

неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

5. Определената индивидуална цена на природния газ

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа. В съответствие с представените отчетни данни на дружеството относно количествата природен газ, консумиран по месечно за изминалия ценови период и заложените стойности по тримесечия за прогнозната цена на природния газ от 01.07.2020 г. е изчислена прогнозната индивидуална цена за изминалия ценови период, при която са определени съответните цени, считано от 01.07.2020 г. С наличието вече и на постигнатите цени, по които дружеството е закупувало горивото се изчислява разликата, която представлява съответно надвзетия или недовзет приход. Цените за пренос и достъп наистина се добавят към индивидуалната цена, но те не са елемент, свързан с пазарните изменения на природния газ в необходимите приходи на дружеството през годината, като част от корекциите, а отразяват режима на потребление на дружеството. С оглед силно изразеното сезонно потребление на природен газ за топлофикационните дружества при равни други условия добавките за пренос и достъп по прогноза и отчет би трябвало да са близки по стойност, както и разликата да е пренебрежима.

6. Корекция на необходимите приходи по природен газ

Възражението на дружеството се приема.

При изчислението на корекцията по природен газ е отчетена утвърдената през месец юни цена от 45,27лв./MWh.

7. Корекция на разходите за балансиране на електрическа енергия

Възраженията на дружеството относно корекциите на разходите за балансиране за електрическа енергия не се приемат. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсиране чрез съответните количества. В допълнение следва да се отбележи, че със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 38 от 2018 г.) е отменена разпоредбата на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Плевен“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 252,58 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,51 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,24 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 92,08 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 97 582 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 95 593 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 051 хил. лв. и променливи – 79 542 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 41 210 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,83%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 299 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 212 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 600 MWh

4. „Топлофикация Бургас“ АД

С писмо вх. № Е-14-13-3 от 01.04.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не са приложени справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94,16 лв./MWh;
2. Цена за комбинирана електрическа енергия – 228,61 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- природен газ – 403,19 лв./knm^3;
- слънчогледови пелети – 140,00 лв./t при калоричност 4 253 kcal/kg.

Обосновка на техническо-икономическите данни и прогнозна информация за регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

При изготвяне на прогнозата в Справка № 1 в разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от Отчета за приходите и разходите. В състава на УПР не са включени разходи за загуби от обезценки, брак, отписани вземания и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение на сключени договори и лихви за забава.

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са определени като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. и отчетните за периода 01.01.2020-31.12.2020 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия период.

1.1. Обосновка на разходите за амортизации

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за новия регулаторен период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до края на 2020 г., начислени върху ДА само за електрическа енергия - 734 хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство“ – 354 хил. лв. и „Пренос“ – 51 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, представляват 84 хил. лв.

1.2. Обосновка на разходите за ремонт

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 250 хил. лв., в т. ч. 2 100 хил. лв. в направление „Производство“ и 150 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 1 970 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 100 хил. лв. за топлинна енергия, а 30 хил. лв. общо за двата продукта.

Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газобуталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а

разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти, са отнесени към инвестиции.

1.3.Обосновка на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“, и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството е оптимизирана до 165 души работници и служители. Дружеството се управлява от Съвет на директорите състоящ се от 3 човека.

Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са 3 649 хил. лв., от които 2 481 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и 1 168 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Пренос на топлинната енергия“.

Разходите за начисления, свързани със заплати и възнаграждения за 2020 г. и ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са определени на база:

- *Закона за бюджета на Държавното обществено осигуряване;*
- *Закона за здравното осигуряване;*
- *Кодекса за социално осигуряване;*
- *Наредба за елементите на възнаграждението и за доходите, върху които се правят осигурителни вноски от една страна и разходите за заплати и социални разходи от друга страна.*

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения, и на начисленията, свързани с тях през новия ценови период спрямо същите за 2020 г. се дължи на 10-процентно увеличение на средствата за работна заплата, както и на това, че през 2020 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 3 094 работни дни в резултат на обезщетения по болест и майчинство, 20 дни платен отпуск за раждане на дете по чл. 163, ал. 8 от КТ, както и с 35 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2020 г. отражение дава и движението на персонала - назначени и напуснали работници и служители.

Средствата за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Съгласно чл. 91 от раздел IX на действащия в дружеството КТД, работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10 % от начислените средства за работна заплата. Средствата за социални разходи за 2020 г. са 3,32% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. са предвидени 4,00%.

1.4.Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2020 г. е 863 хил. лв., а този за новия ценови период е 2 436 хил. лв. или увеличението е с 1 573 хил. лв. Всички позиции на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период са определяни на база достигнатия им размер през отчетната 2020 г. Увеличението през периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо тези за 2019 г. се наблюдава в позицията, отчитаща разликата между прогнозната и отчетна цена.

1.5.Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител

През новият ценови период не са планирани приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител.

През 2020 г. също няма реализирани приходи от описаните по-горе дейности.

Обосновка на променливите разходи

1.5.1. ***Обосновка на разходите за горива***

Разходите за горива в енергийната и водогрейната части, посочени в променливите разходи, са определени при цена на природния газ 403,19 лв./knm^3 в съответствие с показателите по Справка № 4 „ТИП-Производство“ по приложения модел.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за новия регулаторен период е приет в размер на 94,12 g/kWh$_e$ при отчетна стойност на показателя 95,53 g/kWh$_e$ за 2020 г., т. е. с 1,41% по-ниско.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2021 - 06.2022 г.е приет в размер на 197,39 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 194,42 kg/MWh$_{th}$ за 2020 г., т. е. с 2,97% по-високо.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 82,00% и икономия на гориво в размер на 22,18 %, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия. Съответните отчетни показатели за 2020 г. са: обща ефективност на комбинирано производство 81,98% при икономия на гориво в размер на 21,78%.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2021 - 06.2022 г. е разчетен в размер на 142,79 kg/MWh$_{th}$ с обща ефективност 86,04% при отчетните стойности на показателите за 2020 г., съответно, 142,88 kg/MWh$_{th}$ и 85,99%.

1.5.2. *Обосновка на разходите за вода*

Разходите за вода се формират от три компонента – разходи за вода за подпитка, разходи за вода за технологични нужди и разходи за вода за битови нужди.

Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е приет в размер на 7,52 m^3/h, при разход за 2020 г. 7,51 m^3/h. За подпитка на топлопреносната мрежа се използва химически обработена сондажна вода, за която на ВиК Бургас се заплаща само цена за канал в размер на 0,467 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m^3. Разходът на вода за подпитка е в размер на 35 379 лв.

За технологични нужди се използва питейна вода и вода от сондажните кладенци в съотношение, съответно 56% към 44%, което формира средна цена на водата за технологични нужди 1,96 лв./m^3, при цена на питейната вода от ВиК Бургас 2,476 лв./m^3 към момента. Цената на сондажната вода, използвана за технологични нужди, се формира от цените на ВиК Бургас за канал 0,467 лв./m^3, пречистване 0,761 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m^3, т.е. обща цена 1,298 лв./m^3.

Приетата база за определяне на плановите количества вода за технологични нужди в дружеството е количеството произведена топлинна енергия.

Данните за разходите на вода са отнесени към 1 MWh$_{th}$ произведена топлинна енергия за последните пет години.

Приетата стойност за новия регулаторен период е в съответствие с постигнатите стойности за периода 2016 – 2020 г. и е в размер на 42 028 лв.

За битови нужди се използва питейна вода от ВиК Бургас при цена 2,476 лв./m^3 към момента. Приетата база за определяне на плановите количества вода за битови нужди в дружеството е календарен ден. Данните за разходите на вода са отнесени към 1 ден за последните години.

Приетата стойност на показателя за новия регулаторен период е в съответствие със средната от отчетните стойности за последните пет години, т.е. 9,80 m^3/ден.

Общият разход за вода за регулаторния период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. е в размер на 91 хил .лв., включително такса за правото за водоползване на сондажна вода в размер 5 хил. лв

1.5.3. *Обосновка на разходите за закупена електрическа енергия*

Тези разходи се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатните станции, и включват разходи за консумирана активна еднотарифна електрическа енергия и разходи за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън“ ЕООД.

Приетата база за определяне на разхода на закупената активна електрическа енергия за АС в натурално изражение е количеството на реализираната топлинна енергия. Данните за разходите на електрическа енергия са отнесени към 1 MWh$_{th}$ реализирана топлинна енергия за последните три години.

Приетата стойност за новия регулаторен период е в размер на 8,60 kWh/MWh$_{th}$ е в съответствие с планираното количество реализирана топлинна енергия.

Разходът за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън” ЕООД е определен при цена 0,0311 лв./(kW.ден). „Топлофикация Бургас“ АД има присъединени 926 АС с обща присъединена мощност 10 650 kW.

Общият разход за закупуване на електрическа енергия е в размер на 281 хил. лв.

1.5.4. *Обосновка на разходите за консумативи*

Разходите за консумативи включват разходи за солен разтвор, 20% натриева основа , разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи. Данните за разходите за консумативи са показани в табличен вид.

1.5.5. *Обосновка на разходите за външни услуги*

В разходите за външни услуги са включени разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система", разходите за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа.

Разходите за небаланс от участие в специална балансираща група на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство са прогнозирани в размер на 801 хил. лв. Същите са определени на база на прогнозируем небаланс в размер на 4% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 185,51 лв./MWh_e, изчислена като средна претеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2020 г. до 31.12.2020 г.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система" са прогнозирани в размер на 1 233 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия, след приспадане прогнозния небаланс и цена на електрическата енергия от 228,61 лв./MWh_e, изчислена по приложените справки от № 1 до № 9 за новия ценови периода.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса са на обща стойност 52 хил. лв. Определени са в размер на 5,5% от изразходените количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци (125 лв./t), отчисления по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците (общо 77,60 лв./t), плюс таксата за превоз на отпадъците на разстояние общо 35 km в двете посоки по 3,34 лв./km.

Разходите за достъп до електропреносната мрежа на обща стойност 244 хил. лв. са определени на база нетната продадена електрическа енергия за периода от 01.07.2021 до 30.06.2022 г. и цена 2,26 лв./MWh_e.

1.5.6. *Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO_2)*

1. За периода 01.07.2020 -30.06.2021 г. предстоящите на закупуване емисии въглероден диоксид за производството на електрическа и топлинна енергия трябва да се определят като от верифицираните количества бъдат приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта – топлинна енергия и електрическа енергия съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО (Директивата), (изменена с Директива 2009/29ЕО).

Особеност на включването в сметките на безплатни квоти за двата продукта, топлинна енергия и електрическа енергия:

През 2021 г. компетентните органи ще издават квоти за първата година от Фаза 4 на ЕСТЕ (2021-2030). Валидността на тези „нови" квоти, обаче, ще бъде за периода от 2021 г. нататък и те няма да могат да се използват за изпълнение на задълженията на операторите за предходната 2020 г. (да се заемат). Това означава, че при предаването на съответните количества квоти в Националния регистър до 30 април 2021 г. за изпълнение на задълженията на операторите за 2020 г. цялото генерирано количество квоти трябва да бъде закупено от оператора или, ако има налични такива, да се използват само „стари" квоти, издавани през периода 2013 – 2020 г., с каквито дружеството не разполага.

Т. е. количеството безплатни квоти за топлинна енергия по чл. 10а от Директивата, които трябва да бъдат включени в отчет за 2020 г., е равно на 0.

За „Топлофикация–Бургас" АД за 2020 г. не са предвидени безплатни квоти за електрическа енергия, съответно за 2020 г. количеството безплатни квоти за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата е равно на 0.

Генерираното количество емисии парникови газове за 2020 г. е верифицирано в размер 62 346 t CO_2 и е изчислено, съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Цялото количество емисии на дружеството за 2020 г. е определено като отчетеното на вход на ГРП на централата количество природен газ е умножено по емисионния фактор, долната топлина на изгаряне на природния газ, по данни от последната инвентаризация на емисиите на парникови газове за 2020 г., представени по-горе, и коефициент на окисление, равен на 100%.

Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за 2020 г. възлиза на 62 346 t CO_2.

2. За новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. предстоящите за закупуване емисии CO_2 за производството на електрическа и топлинна енергия са определени в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11 и т. 20.12 от Указания - НВ като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, съобразно чл. 10а и чл. 10в от Директивата.

Общият разход на природен газ за новия ценови период се планира в размер 37 261 knm^3 и е аргументиран в т. 1.6.1. от това изложение с обосновка на показатели за очакваната ефективност на работа на съоръженията в комбинираната част и във водогрейната част на централата.

Прогнозните количества генерирани въглеродни емисии през новия ценови период са 70 866 t CO_2, определени въз основа на утвърдения от МОСВ формуляр с нанесени формули за изчисления, както следва:

1. *Емисионен фактор за природен газ – 55,539 t CO_2/TJ*
2. *Долна топлина на изгаряне на природния газ – 34,244 GJ/knm^3*
3. *Коефициент на окисление – 100%*
4. *Количество на горивото природен газ – 37 261 knm^3*
5. *Прогнозно количество на генерираните емисии – 70 866 t CO_2*

Цялото количество емисии на дружеството е определено като необходимото количество природен газ за ценовия период 37 261 knm^3 е умножено по емисионния фактор, долната топлина на изгаряне на природния газ, по данни от последната инвентаризация на емисиите на парникови газове за 2020 г., представени по-горе, и коефициент на окисление, равен на 100%.

Прогнозното количеството безплатни квоти за 2021 г за топлинна енергия по чл. 10а от Директивата, които следва да бъдат включени в новия регулаторен период, е равно на 0 t, тъй като до този момент няма утвърдени от МОСВ безплатни емисии за по чл. 10а от Директивата.

Прогнозното количеството безплатни квоти за 2021 г. за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата, които следва да бъдат включени в новия регулаторен период, е равно на 0.

За новия ценови период количествата емисии за закупуване от дружеството са в размер на 70 866 t CO_2. Цената им е в размер на левовата равностойност на 45,40 евро/t CO_2, а разходите за закупуването им възлизат на 6 292 524 лв. Цената на квотите е определена на база достигната такава през отчетната 2020 г.

II. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ

Справка № 2 е изготвена, като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2020 г. В стойността на ДА не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на ДА, а само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2020 г.

Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

2.1.Обосновка на признатата стойност на ДА и тяхното разделяне между двата продукта

Общата призната стойност на ДА за ценообразуването е разделена на призната стойност за производство на топлинна и електрическа енергия и призната стойност за пренос на топлинна енергия. Признатата стойност на ДА за производство на топлинна и електрическа енергия от своя страна се разделя между двата произвеждани продукта по следния начин: ДА, които могат да бъдат пряко отнесени към всеки един от произвежданите продукти, се разпределят към него, а тези които не могат да бъдат пряко отнесени към производството на топлинната или към производството на електрическата енергия, се

разделят пропорционално на база стойностите на дълготрайните активи, пряко обслужващи производството на двата продукта.

2.2.<u>Обосновка на стойноста на оборотния капитал и разпределянето му между двата продукта</u>

Стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“ е определена като 1/8 от годишните оперативни парични разходи, като не се включват разходите за амортизации в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ Получената стойност на оборотния капитал за „Пренос на топлинна енергия“ е 258 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“, в размер на 4 099 хил. лв., е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справки № 2 „РБА“.

<u>III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА</u>

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2020 г., като не включва текущия финансов резултат.

Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 7%, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период.

Привлеченият капитал и средно претеглената му норма на възвръщаемост са определени в съответствие със задълженията по кредити и техните лихвени ставки.

<u>IV. СПРАВКА № 4 – ТИП-ПРОИЗВОДСТВО</u>

В тази част на обосновката е аргументирано общото количество топлинна енергия за производство и неговото разпределение по производствени съоръжения (ИКПТЕЕ и водогрейна част), а също така количеството електрическа енергия произведена от ИКПТЕЕ.

Общото количество топлинна енергия е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 191 300 MWh_{th} и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 636 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2017 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия. Прието е прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 3 636 MWh_{th}.

Общото количество произведена топлинна енергия в размер на 194 936 MWh_{th} е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса, в размер на 191 300 MWh_{th} и количеството топлинна енергия за собствени нужди - 3 636 MWh_{th}.

Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от ИКПТЕЕ

Количеството електрическа енергия, произведено от ИКПТЕЕ, е определено в зависимост от общото количество наработени мото-часове и средния електрически товар на един двигател. Общият брой работни часове за новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. на цялата инсталация възлиза на 50 200 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

Приета е прогнозна средна електрическа мощност в размер на 2,272 MW_e на мото-час. Използвайки тази стойност на средната електрическа мощност и посочените 50 200 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ през регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е получена стойност на произведената електрическа енергия в размер на 114 063 MWh_e.

Обосновка на продаденото количество електрическа енергия

Продаденото количество електрическа енергия е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и загуби при трансформацията на 6,3 kV и 20 kV в съоръженията на ЕСО ЕАД. Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. възлиза на 107 892 MWh_e.

Приета е прогнозна средна топлинна мощност в размер на 2,433 MW_{th} на мото-час и при 50 200 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ се получава 122 141 MWh_{th} произведена топлинна енергия от ИКПТЕЕ.

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част, възлиза на 72 795 MWh_{th} и е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 194 936 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 122 141 MWh_{th}.

V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 136 758 MWh, които включват топлинна енергия за отопление – 61 000 MWh и за битово-горещо водоснабдяване – 75 758 MWh.

<u>Топлинна енергия за отопление</u>

Топлинната енергия за отопление за ценовия период 01.07.2021- 30.06.2022 г. се определя въз основа на анализа показателя по отчетни данни по години и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2020/2021 г.

За новия регулаторен период очакваното количеството топлинна енергия за отопление се планира в размер 61 000 MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 7,27 ^oC и обща сума на ден-градусите за годината 2 030.

<u>Топлинна енергия за за битово-горещо водоснабдяване (БГВ)</u>

Количеството топлинна енергия за БГВ за регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е планирано с очаквано увеличение от 9,75% спрямо отчетеното за 2020 г. и съставлява 75 578 MWh_{th}

<u>Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.</u>

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях е определено на база статистическите данни от 2014 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия.

Планираната стойност на този показател за регулаторен период 07.2021-06.2022 г. в размер на 45 500 MWh_{th} е с 4,16 % по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2017 – 2020 г.

<u>Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.</u>

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни по години от 2017 г. и Методиката за изчисление на технологичните загуби в АС – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на този показател е 4 500 MWh_{th}.

<u>Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа</u>

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за новия ценови период в размер на 4 542 MWh_{th} е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 7,52 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 72,28 ^oC и 48,04 ^oC.

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. е в размер на 54 542 MWh_{th}.

Като резултат от изложеното по-горе отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 191 300 MWh.

С писмо вх. № Е-14-13-4 от 18.05.2021 г. дружеството е представило изисканата информация с писмо № Е-14-00-5 от 11.05.2021 г., като е декларирало, че получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения през 2020 г. са в размер на 2 915,03 лв., а за периода 01.02020 – 31.03.2021 г. възлизат на 1 490,97 лв. Същите се отнасят за съдебни дела, заведени във връзка със събиране на вземанията от топлинна енергия.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени с 9,35% спрямо отчетните за ценовия период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени със 7,46% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са увеличени с 6,70% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 48,85% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 251,56% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 135,14%.

През следващия регулаторен период, дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 52,38%.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 2 250 хил. лв. на 440 хил. лв. или с 1 810 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 11,14%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 640 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2020 г. – 440 хил. лв., съгласно представените данни и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 649 хил. лв. на 3 102 хил. лв. или с 547 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 842 хил. лв. на 695 хил. лв. или с 147 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за външни услуги, като част от променливите разходи, са коригирани от 2 330 хил. лв. на 2 050 хил. лв. или с 280 хил. лв., до нивото на отчетените през 2020 г., завишени с 12% в съответствие с увеличението на количествата произведена енергия през новия ценови период със същия процент;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 6 293 хил. лв. на 7 069 хил. лв. или със 776 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 70 866 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	**Дименсия**	**природен газ**	**мазут**	**газьол**	**пелети, слама, дърв.чипс**	**биомаса**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	34,2400	40,0000	41,9860	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	100%	
Тф Бургас		**37 261**	0	0	**4 372**	0	
емитирани CO_2, t		70 866	0	0	0	0	**70 866**

Прогнозни емисии CO_2 – 70 866 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 70 866 **t X** 99,75 лв./t **= 7 069 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **природен газ - 37 261 knm^3 и слънчогледови пелети - 4 372 t**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,47% на 4,32% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,44 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,61+3,02 =3,63 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 50,07 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни								**Прогнозни данни**				
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	22 622	20 473	20 516	22 002	28 896	33 342	33 924	31 052	33 596	36 425	26 293	24 171	**333 313**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,15**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,90	18,48	22,23	24,47	27,93	29,70	26,66	30,09	27,47	31,68	33,76	33,76	**27,65**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	92,07	92,02	14,87	119,80	56,93	78,02	247,81	119,94	203,07	86,15	-24,57	-113,95	**972**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**29,02**
		-0,20	-0,19	-0,23	-0,25	-0,28	2,00	-0,27	-0,31	-1,17	-1,51	-3,95	-11,51	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,00	18,58	22,35	24,60	28,07	27,70	26,80	30,24	28,06	32,44	35,73	39,51	**28,23**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**60 142**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-1 055,11**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -82,95

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-13-7 от 02.06.2021 г. дружеството е представило следното становище относно Доклада и направените корекции на разходите на „Топлофикация Бургас“ АД:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените от него за утвърждаване от Комисията условно-постоянни разходи за ремонт, които са коригирани от 2 250 хил. лв. на 440 хил. лв. или с 1 810 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишени с 11,14%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетната стойност през 2020 г., като и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период.

Според дружеството увеличаването на разходите спрямо отчетната 2020 г. в новия регулаторен период се дължи на извършването на междинни ремонти на 10 000 работни часа на газо-бутален двигател (ГБД) № 1, 4, 5, и на 20 000 часа на ГБД № 2, 3 и 6 и тези разходи са включени в разходите за ремонт и поддръжка, тъй като възстановяват производствените характеристики на съоръженията, без да добавят качествени или количествени подобрения.

В разходите за ремонт и поддръжка дружеството е включило и планови обслужвания на водогрейни котли на биомаса - ремонт и профилактика на нагревни повърхнини, както и диагностика и настройка на горивна система на котлите.

Разходите за ремонт са увеличени спрямо същите за предходната година, поради факта, че дружеството планира да извърши планови ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, целящи намаляване на разхода за добавъчната вода. Идентично с предходното са предвидени и разходи за поддръжка и рехабилитация на абонатните станции.

2. По отношение на заявените разходи за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания през новия ценови период, дружеството е посочило, че увеличаването на тези разходи произтича от факта, че през последните години в предприятието има текучество на персонала вследствие на ниския размер на работните заплати. За да се запазят обучените и квалифицирани кадри дружеството счита, че е необходимо конкурентно ниво на възнагражденията. Със заложеното увеличение се цели доближаване на средната работна заплата в предприятието до средните нива за сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“, съгласно данните на НСИ. През 2020 г. вследствие на настъпилата пандемия от COVID - 19 размерът на разходите за заплати е по-малък с неотработени 3 094 работни дни в резултат на обезщетения по болест. Отчетени са и 20 дни платен отпуск за раждане на дете по чл. 163, ал. 8 от КТ, както и 35 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2020 г. отражение е дало и движението на персонала - назначени и напуснали работници и служители. През новия регулаторен период средствата за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са определени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Съгласно чл. 91 от раздел IX на действащия в дружеството КТД работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10% от начислените средства за работна заплата. Средствата за социални разходи за 2020 г. са 3,32% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2021 - 30.06.2022 г. са предвидени 4,00%.

3. По отношение на корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, дружеството е посочило, че при изчисляване на необходимите приходи е допусната фактическа грешка. В таблица „Корекция по въглеродни емисии“, размерът на надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии трябва да е в хил. лв., но посочената стойност е в евро. Същата е използвана и във формулата по чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ без да бъде преизчислена в хил. лв.

4. По отношение на прогнозна цена за закупуване на емисии CO_2 дружеството е посочило, че разходите за закупуване емисии въглероден диоксид за производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени с прогнозна цена на емисии CO_2 47 евро/t (91,92 лв./t). От началото на годината цената нараства и към момента цената на емисиите е над 50 евро/t.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Корекция на разходите за ремонт и заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания

Възраженията на дружеството не се приемат.

С ежегодното определяне на цени първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т.н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 70,12% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт дори с минимален процент е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или допълнителни разходи за ремонтни дейности, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

2. Възражението на дружеството относно корекциите на необходимите приходи се приема.

Допуснатата неточност при изчисленията на недовзетия приход, свързана с превалутирането на разходите за емисии, е отстранена.

3. Прогнозна цена на емисии CO_2

Възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 17,823 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Бургас“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 244,42 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 119,35 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,91 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 38 119 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 37 265 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 452 хил. лв. и променливи – 30 813 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 19 750 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 4,32%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 892 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136 758 MWh

<u>5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-53-3 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и на цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин, на хартиен носител и електронен носител. Към

заявлението е приложена прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, с изключение на отчетна информация за 2020 г. с приложени справки по ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 89,94 лв./MWh;

2. Цена на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 206,93 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия са изчислени при цена на природен газ 371,35 лв./knm^3 (без акциз, пренос, достъп и ДДС).

Обосновка на ценообразуващите елементи в заявлението утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от 01.07.2021 г.:

*1. **Необходимите годишни приходи** са в размер на 19 213 хил. лв., което представлява увеличение от 6,62% спрямо базовата 2020 г.*

*2. **Възвращаемостта на капитала** е в размер на 1 174 хил. лв., при норма на възвращаемост на собствения капитал 5%, средно претеглена норма на възвращаемост на привлечения капитал 2,64%, данък печалба 10% и калкулирана обща норма на възвращаемост 3,88%, равна на определената от КЕВР за предходния ценови период. Намалението със 17,73% между абсолютната стойност на възвращаемостта на капитала през 2020 г. и тази, която се предвижда за 2021 г. се дължи на намаляване на нормата на възвращаемост на собствения капитал до 5% (намалено от предходния период - 7%), комбинирано с изтичане срока на договора за заем с „Веолия Енерджи Интернешънъл“ и промяна към намаляване в лихвените условия. Предстои предоговаряне и влизане в сила на нови условия за ползване на парични средства от Групата „Веолия“, под формата на краткосрочен и дългосрочен заем, в които ще бъдат отразени предлаганите тук промени, свързани с намаляване на лихвените нива.*

***3. Условно-постоянни разходи - Дружеството планира намаление в условно** постоянните разходи с 1,18% (83 хил. лв.).*

4. Разходи за амортизация

Планира се запазване на разходите за амортизация за бъдещия регулаторен период. Те са определени на база амортизационната политика на дружеството при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базовата година, включително и капитализираните към 31.12.2020 г.

5. Разходи за ремонт

Следвайки утвърдената от дружеството ремонтна програма се предвижда увеличаване в размера на разходите за ремонт с 9,18% (89 хил. лв.), което се дължи основно на увеличаването на цените на резервните части за когенераторните инсталации и предвиденото извършване на ремонтни дейности на ел. уредби 20 kV, 6 kV, 0,4 kV, прекъсвачи, релейни защити и кабелни трасета.

6. Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите за новия ценови период са определени на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения.

Към 31.03.2021 г. на щат в дружеството са 63 човека. Разходите за заплати и възнаграждения възлизат на 1 621 хил. лв., като са увеличени с 4,04% (63 хил. лв.) спрямо базисната 2020 г., а тези за осигурителни вноски и социални разходи се увеличават със 7,99% (37 хил. лв.). Повишаването в двата разхода е в резултат на увеличение на фонд работна заплата и съответните социални разходи и осигуровки предимно по отношение на новоназначените работници и служители.

7. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са планирани на база отчетените през 2020 г. разходи, индексирани с инфлация от 1,8 %, съобразена с груповите инструкции на Веолия груп. Намалението, което предвижда дружеството е в размер на 15,13% (305 хил. лв.), от 2 015 хил. лв. до 1 710 хил. лв.

По-съществено изменение се наблюдава в разходите за:

Пощенски разходи, телефони и абонаменти - Увеличението се дължи основно на сключване на нови договори за комуникационни, спедиторски и пощенски услуги.

Експертни и одиторски услуги - Увеличението се дължи основно на плановете на дружеството да въведе стандартизирана система ISO 37 001, сключване на нови договори за подбор на персонал и правни услуги.

Охрана на труда - Увеличението в позицията се дължи основно на допълнителни разходи за превантивни мерки срещу Covid-19, включващи дезинфекция и осигуряване на предпазни материали и консумативи.

Командировки - По-малкото отчетени разходи през базисната 2020 г. се дължат на епидемичната обстановка и наложените строги ограничения за пътуване. За новия регулаторен период дружеството планира 18 хил. лв.

Такса събрано инкасо - Във връзка с обявената епидемична обстановка и последвалите мерки по отношение на трудовата заетост и социалната политика, през базовия период се наблюдава спад в нивото на събраните суми, което респективно води до намаление на разходите за инкасо.

В допълнение, през 2020 г. дружеството отчита по-малко разходи, което се дължи на стартирал процес по актуализиране на фирмените процеси и процедури по контрол и събиране на вземанията. В резултат на това всички действия по събираемост бяха ограничени. За новия регулаторен период дружеството планира увеличение на разхода, в резултат на подновяване на процесите по събираемост.

В позицията „Отписани вземания“ и във връзка с чл. 37, ал. 1 от ЗКПО, дружеството е планирало признаване на разходи от отписване на несъбрани вземания от клиенти на топлинна енергия в размер на 100 хил. лв.

Представителни и други разходи - След направен анализ на извършените инвестиционни разходи и проучване на възможностите за реализиране на конкретни проекти, дружеството е взело решение за частично отписване на някои от направените разходи, което води до завишаване на разходите в позиция „Други“ с 200 хил. лв. през 2020 г. Основна причина за това е, че реализирането на проектите няма да бъде осъществено по начина, по който е планирано в първоначалния им вид.

Възстановени суми по решение № Ц-25 от 24.06.2020 г. на КЕВР

Във връзка с изпълнение на § 2, ал. 9 т. 2, ал.10, ал.11 и ал.16 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г.) и съгласно решение № Ц-25/24.06.2020 г, Дружеството е възстановило суми на обща стойност 550 хил. лв., както следва:

- 490 хил. лв. за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство;

Съобразно българското счетоводно законодателство намалението на приходите от продажби на електрическа енергия за периода 05.08.2019 - 31.12.2019 г., в размер на 263 хил. лв., е отчетено в увеличение на перо „Други разходи“ в 2020 г. Намалението на приходите за периода 01.01.2020 - 31.03.2020 г., в размер на 227 хил. лв., е отчетено директно в намаление на приходите от продажби на електрическа енергия в 2020 г.

- 60 хил. лв. за топлинна енергия с топлоносител гореща вода;

Съобразно българското счетоводно законодателство намалението на приходите от продажби на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за периода 05.08.2019 - 31.12.2019 г., в размер на 23 хил. лв., е отчетено в увеличение на перо „Други разходи“ в 2020 г. Намалението на приходите за периода 01.01.2020 - 31.03.2020 г. е отчетено директно в намаление на приходите от продажби на топлинна енергия с топлоносител гореща вода в 2020 г.

***8. Променливи разходи** - За новия регулаторен период са предвидени в размер на 11 078 хил. лв.*

***8.1. Разходи за основно гориво** - Планираният разход на природен газ е в размер на 7 274 хил. лв. при прогнозна индивидуална цена за дружеството 31,80 лв./MWh (без ДДС), съгласно указанията в Писмото на КЕВР и решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. и цени за пренос, технологична компонента и задължение към обществото през газопреносната мрежа 0,6496 лв./MWh. Разходите за капацитетни продукти са калкулирани на база цените на „Булгартрансгаз“ ЕАД и са показани в Приложение № 2б.*

8.2. Разходи за вода - *Прогнозните разходи за вода за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са 177 хил. лв. и се формират от три компонента – за подпитка на топлопреносната мрежа, за производство и за битово водоснабдяване на производствената централа. Те са планирани спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. В разходите за вода са включени, както тези за закупуване на питейна вода, така и за канал, отвеждане и пречистване. Размерът им в бъдещия ценови период е по-висок с 22 хил. лв. спрямо базовия, защото през декември 2019 г. е отчетено по-високо потребление на вода, поради техническа грешка в отчета на използваните количества, което е обосновка за по-ниските разходи в базовата 2020 г.*

8.3. Разходи за закупена енергия *- Разходите за закупена електрическа енергия са в размер на 235 хил. лв. и се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за АС и за собствени нужди на централата. Те са планирани спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период.*

От 01.07.2020 г. „Енерго-ПРО Енергийни услуги“ ЕАД е увеличило стойността на компонентата си „Мрежови услуги“, като част от електрическата енергия, с допълнителна такса за предоставена мощност по брой дни за месец. Това е основната причина за по-високия разход за електрическа енергия в бъдещия регулаторен период спрямо отчетната 2020 г. Към гореспоменатите разходи не са предвидени такси за достъп до електропреносната мрежа на производители на електрическа енергия по ВЕКП.

8.4. Разходи за консумативи, химикали и реагенти

Разходите за консумативи са в размер на 19 хил. лв. и са планирани спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период.

8.5. Разходи за външни услуги - *Увеличението в бъдещия регулаторен период с 25 хил. лв. се дължи на подобряване и поддържане на високо ниво на информираност на клиентите, включващо рекламни и комуникационни кампании.*

В разходите за външни услуги за новия регулаторен период от 01.07.2021 г. са предвидени и разходи за обслужване на информационните технологии – хардуери, в т. ч. поддръжка на компютри, сървъри, периферна компютърна техника и мрежа, както и консултантски услуги и поддръжка по счетоводната система на дружеството.

8.6. Акциз на природния газ *- Разходите за акциз на природния газ възлизат на 283 хил. лв. и са определени на база изчисленото количество в GJ в Справка № 4 „ТИП-Производство“ по приложените справки от № 1 до № 9 с калоричност, пресметната в Приложение № 2б.*

8.7. Разходи за емисии парникови газове (CO_2)

Разходи за емисии CO_2 в бъдещия период възлиза на 2 914 хил. лв. и се получава като произведение на общото количество на дефицита 37 253 t CO_2 и прогнозна цена 40 евро/t. Разходът е по-голям от базовата година, отчитайки намалена консумация на природен газ и липсата на безплатни квоти в комбинация с по-високата прогнозна цена.

Във връзка с производствената си дейност през отчетната 2020 г. дружеството е емитирало емисии парникови газове в размер на 37 516 t, които са потвърдени в приложения годишен верификационен доклад.

Размерът на безплатните квоти за 2020 г. е определен както следва:

Безплатни квоти ТЕ – 6 201 t (за 2020 г.)

Безплатни квоти ЕЕ – 0 t (за 2020 г.)

Общо безплатни квоти – 6 201 t

След приспадане на количествата безплатни квоти се получава дефицит в размер на 31 315 t. Дружеството е сключило и реализирало сделка за закупуване на 37 000 t CO_2 емисии при единична цена от 20,87 евро/t (40,82 лв./t) на обща стойност 772 190 евро (1 510 272,37 лв.). В края на третия програмен период, през м. декември 2020 г. са закупени допълнително 2 000 t CO_2 емисии при единична цена от 29,95 евро/t (58,58 лв./t) на обща стойност 59 900 евро (117 154,22 лв.). Общата сума на направените разходи за 2020 г. е в размер на 1 564 919,25 лв., като при посочените количества от 31 315 t дефицит и формирана среднопретеглена цена от 49,97 лв./t. За нуждите на изчислението на разходите за CO_2 емисии парникови газове за базовата 2020 г. в ценовия модел дружеството е използвало тази

цена.

За текущия регулаторен период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. се предвижда емитирането на въглеродни емисии в размер на 37 086 t, които се получават като сума от емитираните количества емисии през втората половина на 2020 г. в размер на 15 587 t и емитираните количества емисии през първата половина на 2021 г. в размер на 21 499 t.

Размерът на безплатните квоти за текущия регулаторен период е определен, както следва:

Безплатни квоти за 2020 ½ (6 201 + 0) = 3 100,5 t (½ за 2020 г)

Безплатни квоти за 2021 г. ½(0 + 0)= 0 t (½ за 2021 г)

Период	**Текущ регулаторен период 2020-2021**				
	Емисии	**Безплатни квоти**	**Дефицит**	**Среднопре-теглена цена**	**Стойност**
	t	**t**	**t**	**лева/t**	**лева**
07-12.2020	15 587	3 101	12 486	49,97	623 995
01-06.2021	21 499	0	21 499	42,07	904 570
Общо	**37 086**	**3 101**	**33 986**	**44,98**	**1 528 564**

Видно от таблицата по-горе, след приспадане на количествата безплатни квоти за втората половина на 2020 г. се получава дефицит в размер на 12 486 t, на стойност 623 994,53 лв., калкулирани при среднопретеглена цена за 2020 г. 49,97 лв./t. За първата половина на 2021 г. се получава дефицит от 21 499 t на стойност 904 569,92 лв., изчислени при единична цена от 42,07 лв./t (предварително вътрешно-групово договорени 38 000 t CO_2 емисии на цена от 21,52 евро/t (42,09 лв./t) и остатък след реституция на 2020 г. 1547 t на стойност 64 548,20 лв., с формирана средно-претеглена цена 41,71 лв./t.

При така посочените количества и разходи се формира среднопретеглена цена – 44,98 лв./t, която е използвана за нуждите на калкулирането на разходите за CO_2 емисии парникови газове за текущия регулаторен период.

Прогнозното количество емисии парникови газове за ценовия период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. в размер 37 253 t CO_2 е изчислено, съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за Докладване на годишни емисии на ИАОС и използваните за това параметри, в т. ч. емисионен фактор, долна граница на окисление, коефициент на окисление. За горепосочения период дружеството не разполага с безплатни квоти.

Данните за двата периода са представени в таблицата по-долу:

Продукт	**отчетната 2020 г.**			**регулаторен период 2021-2022 г.**		
	Емисии	**Безплатни квоти**	**Дефицит**	**Емисии**	**Безплатни квоти**	**Дефицит**
Ел. енергия	21 863		21 863	21 729	0	21 729
Топлоенергия	15 652	6 201	9 451	15 524	0	15 524
Общо	**37 516**	**6 201**	**31 315**	**37 253**	**0**	**37 253**

Размерът на безплатните квоти е определен както следва:

Безплатни квоти ТЕ ½(0+0)= 0 t (½ за 2021 г. + ½ за 2022 г.)

Безплатни квоти ЕЕ ½(0+0)=0 t (½ за 2021 г. + ½ за 2022 г.)

Общо безплатни квоти 0 t.

Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за новия ценови период, посочено в таблицата, възлиза на 37 253 t. Прогнозната цена на тон емисии CO_2, използвана в ценовия модел, е 40 евро/t съгласно Писмото на КЕВР.

В бъдещият ценови период е предвидено да се емитират по-малки количества емисии във връзка с използването на по-малки количества природен газ, поради намаленото производство на електрическа енергия.

***9. Регулаторната база на активите** е изготвена според указанията на КЕВР, на база наличните дълготрайни активи по баланса на дружеството към 31.12.2020 г. Инвестициите за 2021 г. не са отчетени в регулаторната база на активите за новия ценови период, независимо от планираната дата на капитализация на съответните активи.*

Стойността на активите в „Производство на ЕЕ“, „Производство на ТЕ“ – съответно комбинирано и разделно, и „Експлоатация на мрежа“ са отнесени в съответната част на регулаторната база на активите.

Стойността на активите, свързани с общоподдържащите дейности на дружеството „Поддръжка“, „Инвестиции“, както и активите, използвани в търговската и административна дейност, се разпределят в съотношение 50 на 50 между производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия;

Получената стойност за производство на енергия се разпределя в същото съотношение между производство на топлинна енергия и производството на електрическа енергия.

10. Обосновка разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Във връзка с осъществяване на дейностите по лицензията с минимални разходи „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД планира да използва административни вътрешно–групови услуги, както и командироване на персонал с намерение за постигане на ефективно управление на разходите и извършване на основните дейности на дружеството. Предлаганият подход оптимизира разходите на дружеството във връзка с ползваните финансово-административни, правно – корпоративни услуги, както и услуги, свързани с човешки ресурси, IT и телекомуникации, и предоставяне на персонал. Представена е подробна обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност, в контекста на недопускане на дублиращи се разходи в цените. За целите на оптимизацията дружеството е проучило възможностите за ползване на ресурси на трети страни или наемането на допълнителни служители, като и двете възможности са отхвърлени като водещи до допълнителни разходи.

Финансово – административни услуги

Планираната сума за финансово–административните услуги е формирана на базата на прогнозни данни, в резултат на детайлен анализ, извършен при цялостното планиране на дейността на дружеството.

Финансово–административните услуги се основават на сключен договор за административни услуги между „Веолия Сървисиз България“ ЕАД и „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, по силата на който „Веолия Сървисиз България“ ЕАД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, правни и корпоративни услуги, човешки ресурси и IT и телекомуникация. Възнаграждението за услугите се определя на база всички преки и косвени разходи, направени от административните поддържащи функции, чрез пропорционално разпределение в съответствие с приноса на приходите на всяко предприятие в енергийния бизнес на Групата на Веолия в България с минимална надценка в размер на 5%.

11. Услуги по договор за предоставяне на персонал

В съответствие с глобалната стратегия на „Веолия Енвайърмънт“ и във връзка с необходимостта от подпомагане и съблюдаване на икономическото и бизнес развитие на групата е сключен договор за предоставяне на специалисти - ръководители, които да улеснят разработването на корпоративната стратегия и да предоставят на дружеството ползата от експертния си опит и груповата визия.

В обхвата на разходите, които се префактурират са включени:

- всички компоненти на договорното възнаграждение на служителите, което трябва да получават от „Веолия Енвайърмънт“;

- осигурителни вноски и свързани с тях разходи, платени от „Веолия Енвайърмънт“;

- всички други разходи, платени от „Веолия Енвайърмънт“, пряко или косвено свързани с командированите служителите.

Върху горепосочените услуги не се начислява надценка.

12. Обосновка на прогнозните количества отпусната топлинна енергия за разпределение през новия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира да бъде в размер на 63 035 MWh, които включват топлинна енергия за отопление – 38 434 MWh и за битово-горещо водоснабдяване – 24 601 MWh. Прогнозните количества топлинна енергия са с 1 173 MWh повече спрямо отчетната 2020 г., като това се дължи на по-голямото количество ден-градуси и присъединяването на нови консуматори.

Потреблението на топлинна енергия за регулаторния период 2021/2022 г. се определя като от сбора на приравнената по ден-градуси потребена топлинна енергия за предходната година с прогнозираната топлинна енергия от развитието за съответния период се извади количеството енергия, което няма да се достави, поради ремонти на основни производствени съоръжения и рехабилитация на участъци от мрежата и АС. Отчетени са и други фактори като енергийните спестявания при крайни клиенти (саниране на жилищни сгради, подмяна на отоплителни и БГВ инсталации и др.), мерките срещу разпространението на пандемията от Covid-19 и засилващия се ефект от глобалното затопляне.

- Топлинна енергия за разпределение за отопление

Топлинната енергия за отопление за новия ценови период е приравнена спрямо очакваните ден-градуси, определена въз основа на отчетните данни за 2020 г. и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2021/2022 г.

За новия регулаторен период очакваното количество топлинна енергия за отопление се планира в размер на 38 434 MWh, при обща сума на ден-градусите за същия период от 1 926. Разликата от 807 MWh спрямо 2020 г. се дължат на предвижданото по-студено време /повече ден-градуси/ и присъединяване на нови консуматори.

- Топлинна енергия за разпределение за битово-горещо водоснабдяване

Планираното количество е 24 601 MWh, които са с 1,5% повече от отчетната година, поради присъединени нови консуматори на този вид услуга.

13. Обосновка за прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи през новия ценови период

Прогнозните технологични разходи на топлинна енергия по преноса и в АС през бъдещият ценови период са 22,87% или с 0,02% по-малко от тези в 2020 г.

- Технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях *- Приетата стойност на този показател за регулаторен период 07.2021 - 06.2022 г. е в размер на 12 180 MWh и е с 2,5% по-висока от тази за 2020 г. Причината за това е по-голямото количество топлинна енергия в преноса през бъдещия ценови период.*

- технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС *- Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е 1 265 MWh и е с 0,9% по-високо от същото през 2020 г., поради по-голямото количество топлинна енергия, която ще се достави до АС през бъдещия ценови период.*

- технологични разходи от изтичане на топлоносител *- Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа е в размер на 5 243 MWh, с около 0,2% по-високо от същото отчетено количество за 2020 г. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 7,5 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 75,6 ^0C и 58,4 ^0C. Причината за това е по-голямото количество топлинна енергия в преноса през бъдещия ценови период.*

14. Обосновка на произведеното количество топлинна енергия. Собствени нужди на топлинна енергия.

Отчитайки загубите в АС и по мрежата произведената прогнозна топлинна енергия, на изход централа е 81 722 MWh.

Предвид разполагаемостта на производствените съоръжения /времето извън планираните ремонти/ се определя кои съоръжения колко топлинна енергия ще произведат, откъдето по количеството топлинна енергия за когенераторите се планира и производството на електрическа енергия.

Необходимата произведена топлинна енергия за ценови период 2021-2022 г. се предвижда да е 86 005 MWh при 1 926 прогнозни ден-градуса, като 70 406 MWh се дължи на производство от когенератори, а 15 599 MWh от водогрейни котли. При така планираното

производство топлинната енергия за собствени нужди е 4 283 MWh, която е по-малко спрямо нивата на базовия период с 3,2%.

15. Обосновка на произведеното количество електрическа енергия. Собствени нужди на електрическа енергия.

Количеството електрическа енергия, произведено от ИКПТЕЕ, е определено в зависимост от общото време на разполагаемост на когенераторните инсталации и необходимото количество топлинна енергия за производство през определения период. Общият брой разполагаеми работни часове за новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. на цялата инсталация възлиза на 30 780 h. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията на съоръженията, както и с прогнозни стойности на аварийност, определени на база исторически данни. Прогнозното количество произведена електрическа енергия за новия ценови период е 68 079 MWh, което е с 954 MWh по-малко от базовата 2020 г., заради прогнозираните по-високи температури в преходните месеци и невъзможност за пълно натоварване на когенераторните инсталации.

Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. възлиза на 65 452 MWh.

16. Обосновка за прогнозни количества горива през новия ценови период

Прогнозните количества гориво са изчислени на база необходимите количества топлинна и електрическа енергия, които трябва да бъдат произведени, транспортирани и доставени за разпределение към консуматорите като са взети предвид технологичните разходи и собствените нужди на производствената централа.

Количествата консумирано гориво се определят въз основа на състоянието на съоръженията и максималното КПД, което може да се постигне при дадените условия.

С писмо вх. № Е-14-53-5 от 17.05.2021 г. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е декларирало, че няма реализирани приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения. Дружеството не разполага с щатен юрист, поради което има сключен договор за процесуално представителство с адвокатско дружество. Адвокатските хонорари се заплащат на изпълнителя, на база издадени от него фактури. Заплатените адвокатски хонорари въз основа на съдебните решения се осчетоводяват в увеличение на вземанията от длъжниците. При погасяване на вземанията се закриват разчетите, без да се формира приход за дружеството.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 0,65% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 1,45% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 0,97% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 12,73% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 16,12% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 17,28%.

Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 18,76%.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството, които са отнесени пряко към топлинната и електрическа енергия са допълнително преразпределени в съответствие с количествата произведени продукти и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 640 хил. лв. на 480 хил. лв. или със 160 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 621 хил. лв. на 1 558 хил. лв.

или с 63 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 500 хил. лв. на 464 хил. лв. или с 36 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ са коригирани до нивото на отчетените стойности през 2020 година и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 2 914 хил. лв. на 3 716 хил. лв. или с 802 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 37 253 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	**Димения**	**природен газ**	**мазут**	**газьол**	**пропан-бутан**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	42,0080	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	
Веолия Енерджи Варна		19 587,572	0,00	0,000	0,00	
емитирани CO_2, t		37 253,2	0,0	0,000	0,0	37 253

Прогнозни емисии CO_2 – 37 253 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 37 253 **t X** 99,75 лв./t **= 3 716 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **19 587,52 knm^3**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 3,88% на 4,77% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 18 687 MWh (22,87%) на 16 387 MWh (20,05%) или с 2 300 MWh до достигане на стойността на постижими от дружеството загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,72 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,63 + 2,58 = 3,21 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на

потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 49,93 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	9 677	9 790	8 749	10 453	22 234	25 543	28 351	25 038	24 786	18 797	11 584	10 547	**205 547**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,58**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	25,31	25,00	27,11	23,90	27,98	27,50	25,84	29,18	27,50	31,80	31,80	31,80	**27,96**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	38,42	43,07	5,34	59,92	43,20	62,38	218,77	107,98	149,51	43,33	0,52	-39,39	**733**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,85**
		6,21	6,33	4,65	-0,82	-0,23	-0,20	-1,09	-1,21	-1,14	-1,39	-5,91	-13,47	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,31	28,10	27,60	26,38	29,79	28,07	32,50	34,76	38,54	**28,01**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**37 086**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , ЦIl	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-651**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 82

След проведеното на 02.06.2021 г. открито заседание и обществено обсъждане на 07.06.2021 г. с писма с вх. № Е-14-53-7 от 02.06.2021 г. и вх. № Е-14-53-8 от 16.06.2021 г. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило следните възражения:

1. Разходи за амортизации

Дружеството възразява срещу направеното допълнително преразпределение на разходите за амортизации в производството, отнесени пряко към топлинната и електрическата енергия, на база количествата произведени продукти, като счита, че признаването на счетоводна амортизация не може да бъде обвързано с количеството на произведените продукти. Посочва, че Комисията не е признала разходи за амортизация в преноса на топлинна енергия в размер на 160 хил. лв., което е обосновано с прилагане на амортизационни норми при 35 г. срок за амортизация. Дружеството счита, че приемането на осреднен полезен живот на всички активи в преноса, без преценка на активите по групи и съобразяване на техния технически и икономически полезен живот е икономически необосновано и противоречи на материалния закон.

2. Разходи за заплати и за осигурителни вноски и социални разходи

Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 621 хил. лв. на 1 558 хил. лв. с 63 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 500 хил. лв. на 464 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Дружеството счита, че не са отчетени предоставените данни относно числеността на персонала и незаетите бройки, извършената индексация с годишен инфлационен индекс за 2020 г. в размер на 1,7%, допълнителните трудови възнаграждения, заложени в сключения колективен трудов договор, както и с квалификацията на наетия персонал и тенденциите за нарастване на доходите в страната, поради което приравняването на разходите за заплати и възнаграждения до нивото на отчетената стойност за 2020 г. е некоректно и необосновано.

3. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности

Дружеството счита, че разходите в раздел „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ не са коригирани до нивото на отчетната 2020 г. - 2 015 хил. лв., а са намалени драстично, както и че липсата на аргументирана обосновка на извършените корекции по позиции и основанията за това не дават възможност за детайлен анализ за използваната от Комисията методика за определяне на разходите, пряко свързани с регулираните дейности.

4. Разходи за ремонт

Дружеството е посочило, че за утвърждаване на цените са предложени разходи за ремонт и поддръжка в размер на 1,059 хил. лв., който е определен на база изготвената и приета в дружеството ремонтна програма.

Дружеството е посочило, като най-голям разход сумата от 600 хил. лв. (без ДДС), необходима за извършването на междинен ремонт на КГ № 3 според изискванията на завода-производител „Йенбахер“ (на 30 000 работни часа), в която се включват резервните части, консумативите и специализираните външни услуги. Извършването на плановия ремонт на този ко-генератор е задължително и е планирано да се извърши през месец май 2022 г., за да се осигури надеждност и сигурност на производствения процес в централата.

От изложените в Доклада мотиви не става ясно каква е използваната от Комисията методика при определяне на разходите за ремонтни дейности и какви са основанията за корекция на тези разходи. Необоснованото намаляване на разходите за ремонт ще доведе до невъзможност за изпълнение на производствената програма, поради спиране на производствени мощности. Това на практика води до финансови загуби за дружеството и до невъзможност за изпълнение на лицензионните задължения към клиентите на топлинна енергия на територията на гр. Варна.

5. Технологични разходи по преноса

Дружеството възразява срещу направената корекция в посока намаление на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия с 2 300 MWh, от 18 687 MWh на 16 387 MWh, като счита, че са неаргументирани и заложеният от Комисията % загуби е трудно постижим. Във тази връзка е представена таблица с отчетни данни за технологичните загуби по пренос на топлинна енергия за периодите от 2018 г. до този момент.

Посочва се, че в последните години е увеличена дължината на топлопреносната мрежа и броят на АС и съответно са присъединени нови клиенти. Прилаганият подход от Комисията да коригира надолу технологичните разходи не позволява на Дружеството да извършва подмяна на старите участъци от топлопреносната мрежа с предварително изолирани тръби в обем, който да осигури намаляване на загубите по преноса.

6. Корекции на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ

Дружеството заявява, че при така направената корекция на разходите за природен газ за месеците април, май и юни 2021 г. е заложена цена на природен газ от 31,80 лв./MWh (прогнозна индивидуална цена за дружеството), а трябва да се заложат отчетни цени съответно 31,88 лв./MWh за месец април, 36,01 лв./MWh за месец май и прогнозна цена от 42,71 лв./MWh за месец юни, както не са взети предвид таксите за достъп и пренос през газопреносната мрежа, съответно газоразпределителната мрежа с оглед да се избегнат допълнителни корекции за следващи периоди.

Относно извършените корекции по въглеродни емисии дружеството счита, че недовзетият приход от въглеродни емисии не трябва да е 333 хил. лв., а 650,6 хил. лв.

37 086 t * (22-30,97)*1,95583 = -650 629,19 лв., с което Ht = 776 - 651 = 126 хил. лв.

7. Такса достъп до електропреносната/електроразпределителните мрежи

Дружеството е посочило, че в признатите годишни разходи за дейността по лицензията не са включени разходи относно цената за достъп до електропреносната /електроразпределителните мрежи, която дружеството ще трябва да плати през новия ценови период. Този разход е присъщ за дейността по лицензията за производство на електрическа и топлинна енергия и съгласно чл. 31, ал. 2 от ЗЕ трябва да бъде отчетен при определяне на цените на дружеството, независимо че същият не е бил включен от дружеството в заявлението за утвърждаване на цените, по изричното указание на Комисията.

След преглед на постъпилото от дружеството възражение Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации не се приема.

Начинът за разпределяне на разходите за амортизация в производството между продуктите електрическа и топлинна енергия е нормативно регламентиран, като по силата на чл. 24, ал. 3 от НРЦЕЕ разходите за амортизации, които са пряко относими към продуктите на производство, се разпределят директно към тях, а останалите разходи за амортизации, съгласно ал. 4 от същия член, се разпределят пропорционално на количествата произведена електрическа и топлинна енергия съобразно Указанията-НВ. В този смисъл е правилото по т. 22.1 от Указания-НВ, че разходите, без тези за гориво в централа с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, се разделят между двата продукта, с коефициент за разпределение на разходите в производството, изчислен в справка № 6. В подаденото заявление дружеството е отнесло голямата част от активите целево отнасящи се към електрическата енергия.

2. Разходи за заплати и за осигурителни вноски и социални разходи, разходи, пряко свързани с регулираните дейности, и разходите за ремонт.

Възраженията на дружеството не се приемат.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 61,07% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132 % цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за

заплати и възнаграждения и разходите за ремонт, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или допълнителни разходи за ремонтни дейности, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

3. Технологични разходи по преноса

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че утвърждаването в цените на топлинната енергия на 25% технологични разходи по преноса е основание дружеството да предприеме мерки по обследване на причините за високия процент и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за

неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

4. Корекции на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ

Възражението се приема.

При извършените корекции по природен газ са актуализирани цените, утвърдени със съответните решения на Комисията за месеците април, май и юни.

5. По отношение на такса достъп до електропреносната/електроразпределителните мрежи възражението не се приема.

Съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия. Същото е предвидено и в чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 252,71 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,64 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,29 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 22 962 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 21 478 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 565 хил. лв. и променливи – 14 914 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 31 098 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,77%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 452 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 65 335 MWh

<u>6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-06-5 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа енергия и топлинна енергия с гореща вода, произведени по високоефективен комбиниран начин. Към заявлението дружеството е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена информацията по т. I.2, I.10, I.12, II.9 и отчетна информация в справки по ЕССО за 2020 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия – 238,22 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 111,76 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 416,73 лв./knm^3 (без акциз и ДДС).

Обосновката на дружеството на ценообразуващите елементи за новия ценови период от 01.07.2021 г. е следната:

I. <u>Условно постоянни разходи</u>

Прогнозата на условно постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2020 г. Промените в прогнозата за новия ценови период, спрямо предходната година, са във връзка с променени цени на услуги, резервни части и ремонти, заложени планови и текущи ремонти по ремонтната програма.

1. Разходите за амортизации са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. За следващия регулаторен период се очаква общият размер на разходите за амортизации да покаже минимално увеличение вследствие на новопридобити дълготрайни активи през 2021 г. , както и основен ремонт на газов двигател „Вартцила“, като със стойността на ремонта е увеличена стойността на актива.

2. Разходите за ремонт са прогнозирани на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Минималното увеличение спрямо отчета за предходната година се дължи на следните фактори:

a. Предстоящ ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска“ на когенератор № 1 и когенератор № 2, съгласно предписанието на производителя. Ремонтите ще гарантират безаварийна работа през следващия ценови период и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Стойността на резервните части е посочена в приложената ремонтна програма. Самите ремонти ще бъдат извършени със собствени сили и средства. Сключени са рамкови споразумения за доставка на резервни части и договори за техническо обслужване, приложени към заявлението.

b. Планирани са ремонти на турбокомпресорите, съгласно програмата за поддръжка на производителя - ABB.

c. Подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност. Подмяната ще бъде извършена със собствени сили.

Дружеството ежегодно изпълнява дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия.

През 2020 г. отчетените технологичните разходи по преноса са 36,54%, основно от излъчване, и с изпълнение на предвидените дейности в ремонтната програма се очаква да достигне 35,9%.

3. Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2020 г. и заложено увеличение във връзка с промяната на минималната работна заплата и свързаното с това увеличение на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Предвидено е и увеличение на фонда във връзка с промяна в числеността на персонала с цел попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал, поради доста напуснали служители и затруднения при намиране на персонал с необходимата квалификация.

4. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности, за новия ценови период са съпоставими с достигнатите по отчет за 2020 г. В структурата на разходите има минимални увеличения, които са наложени по обективни причини. По видове са, както следва:

- *Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали, материали за текущо поддържане за новия ценови период са в размер на 41 хил. лв. и спрямо предходната година имат увеличение с 3 хил. лв., основно поради увеличението на цените на горивата за автотранспорт, започнало в края на 2020 г.;*
- *Разходите за застраховки са в на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2020 г. е увеличение с 2 хил. лв.*
- *Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, експертни, наеми, вода, осветление и отопление, охрана на труда, се запазват на нивата от 2020 г.*
- *Разходите за абонаментно поддържане и разходите за проверка на уреди са увеличени спрямо отчета за 2020 г. с 6 хил. лв. във връзка с необходимостта за извършване на задължителна метрологична проверка на търговските уреди за измерване на топлинна*

енергия /топломери, водомери и др./ и задължителни проверки на техническата годност на съоръженията.

➢ *Разходите за безплатна храна са увеличени спрямо отчета за 2020 г., поради настъпилата нормативна промяна и увеличение на необлагаемия минимум.*

➢ *Увеличението на разходите за експертни и одиторски услуги са увеличени с 5 хил. лв. във връзка с предстоящото проектиране на нова горивна инсталация.*

➢ *Съдебните разходи са с увеличение от 6 хил. лв. във връзка с предвидените съдебни действия срещу клиенти с просрочени задължения и настъпваща давност.*

➢ *Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей и Изипей, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси от клиентите и ползва услугите на други фирми. Тук са включени и разходите за отчет на уредите за дялово разпределение от фирмите, които се явяват като подизпълнители на „Топлофикация-Враца“ ЕАД. Тези разходи са с минимално увеличение от 3 хил. лв., което е наложено от факта, че от началото на 2021 г. чрез касите на Ипей и Изипей ще се събират и сумите за дължимите такси за дялово разпределение, които до този момент се събираха само на касите на „Топлофикация-Враца“ ЕАД.*

II. <u>Променливи разходи</u>

1. Разходите за гориво за прогнозния период са изчислени на база количество гориво и прогноза за цена на природния газ през новия ценови период, с добавка за капацитет и пренос в размер на 39,49 лв./MWh при коефициент на преобразуване 10.553 kWh/m^3 или – 416,73 лв./knm^3, без ДДС.

2. Разходите за енергия, вода и консумативи са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата и централите, както и за охлаждащата вода на генериращите мощности за комбинирано производство. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане. В това перо са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на двигателите и генераторите в инсталациите за комбинирано производство съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация. В прогнозата е предвидено увеличение в размер на 24 хил. лв., свързано с предвидения режим на работа и предстоящите основни ремонти на съоръженията и преносната мрежа.

3. В разходи за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2020 г. е заложено увеличение в размер на 29 хил. лв. Същото е съобразено с очаквания обем и режим на работа на съоръженията при производството на електрическа енергия.

III. <u>Регулаторна база на активите</u>

Стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите в Справка № 2 – РБА са съгласно данните по счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2020 г.

Размерът на финансиранията за дълготрайни активи е съгласно изготвения баланс към 31.12.2020 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в съответствие с Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2020 г.

С писмо вх. № Е-14-06-9 от 18.05.2021 г. дружеството е представило изисканата информация с писмо № Е-14-00-5 от 11.05.2021 г., като е представило следната обосновка:

На база отчета за приходите и разходите за 2020 г. и приложенията към него през 2020 г. дружеството отчита приходи от възстановени съдебни разходи в размер на 55 007.93 лв., в т. ч. от битови клиенти – 49 781.12 лв. и 5 226.81 лв. от небитови клиенти.

Приходите от възстановени съдебни разходи представляват извършени от дружеството и присъдени от съда разходи, направени във връзка с водените съдебни процедури срещу клиенти на дружеството с цел събиране на просрочени задължения, които не са платени в законно определения срок. Юрисконсултското възнаграждение е част от тези разходи.

На база аналитичната информация за плащанията по присъдените вземания в полза на дружеството, в това число на признати от съда и възстановени съдебни разходи, събраните

суми за присъдени юрисконсултски възнаграждения са общо 8 930,00 лв., в т. ч. от битови клиенти - 8 460,00 лв. по 578 бр. съдебни дела.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за предходния ценови период с 0,58% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 8,20% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 4,57% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 22,25% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 196,99%.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 180 хил. лв. на 68 хил. лв. или със 112 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 2 299 хил. лв. на 2 129 хил. лв. или със 170 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 445 хил. лв. на 381 хил. лв. или с 64 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ са коригирани от 722 хил. лв. на 673 хил. лв. или с 49 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2020 година и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 3 951 хил. лв. на 4 449 хил. лв. или с 498 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 44 597,79 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Димензия	природен газ	мазут	дърв. стърготини	сл. люспа	Общо
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	55,5455	77,4000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	
Тф Враца		23 449,346	0,00	0,00	1320,00	
емитирани CO_2, t		44 597,8	0,0	0,0	0,0	44 597,8

Прогнозни емисии CO_2 – 44 597,8 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 44 597,8 **t X** 99,75 лв./t **= 4 449 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: природен газ - **23 449,346 knm^3** и слънчогледова люспа - **1 320 t**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,48% на 4,43% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 46 073 MWh (35,90%) на 37 073 MWh (28,89%) или с 9 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,80 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,64 + 3,63 = 4,27 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 51,07 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	13 826	14 421	13 096	14 774	23 883	28 993	31 856	27 552	25 958	18 733	13 717	13 816	**240 625**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,20**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,91	18,48	22,24	24,47	27,93	27,42	25,76	24,51	30,35	32,00	34,10	34,00	**26,86**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	56,20	64,82	9,43	80,45	47,05	71,90	247,08	183,28	141,73	41,34	-15,13	-66,80	**861,4**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,56**
		-0,19	-0,19	-0,22	-0,25	-0,28	-0,28	-1,17	-5,88	1,71	-1,19	-3,61	-11,27	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,01	18,58	22,35	24,60	28,07	27,56	26,34	27,45	28,64	32,59	35,90	39,64	**27,62**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**43 406**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-761,5**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 99,8

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-06-12 от 02.06.2021 г. дружеството е представило следното становище:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените от него за утвърждаване от Комисията условно-постоянни разходи за амортизации в преноса, които са коригирани със 112 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход. Дружеството счита, че намалението е необосновано и не почива на икономическа логика, а само на възприет административен подход за механично намаление на разходите без да се отчитат сроковете за амортизация на различните групи активи. Общият подход е в противоречие с изискванията на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ и чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ и в нарушение на чл. 31, т.2, б. "д" от ЗЕ, като това е изразено и в решение № 1954 от 26.03.2018 г. на Административен съд-София град по адм. дело № 8827 от 2017 г., потвърдено с решение № 7817 от 23.05.2019 г. на ВАС, както и решение № 972 от 16.02.2018 г. на Административен съд-София град по адм. дело № 5525 от 2017 г., потвърдено с решение № 6297 от 24.04.2019 г. на ВАС. Заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период са прогнозирани на база достигнатите по отчет през 2020 г. с минимално нарастване от 20 хил. лв., което е във връзка с подмяна на участъци от преносната мрежа и разходи за ремонти, с които дружеството планира да увеличи стойността на преносната мрежа.

2. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените от него за утвърждаване от Комисията условно-постоянни разходи за „Разходите за персонала“ общо с 234 хил. лв., в това число разходи за възнаграждения 170 хил. лв. и разходи за начисления за осигурителни вноски и социални разходи с 64 хил. лв. Прогнозираните разходи за възнаграждения на персонала и съответните плащания за осигуровки за новия ценови период са на база достигнати разходи през 2020 г. и заложено увеличение в размер на 8%, основно поради два фактора - компенсиране на обявената от НСИ към края на 2020 г. инфлация на потребителските цени 1,7% и промяната на минималната работна заплата и свързаното с това увеличение на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Дружеството е предвидило и минимално увеличение на фонда във връзка с попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал, поради доста напуснали. Дружеството счита, че приетият подход за намаление на разходите, в случая възнаграждения, осигуровки и социални разходи, заради увеличение цените на горивата и въглеродните емисии, е необоснован административно прилаган подход, с който се извършва механично намаление на разходите.

3. Дружеството изразява несъгласие срещу намалените разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с общо 49 хил. лв. В тази група се включват различни по вид условно-постоянни разходи, като застраховки, лицензионни такси, данъци и такси, работно облекло, безплатна храна по Наредба № 11, разходи по договори за абонаментно обслужване на съоръжения и оборудване, одиторски услуги, осветление и мобилни услуги, съдебни разходи. Според дружеството почти 90% от тези разходи са на база действащи договори и нормативни документи, които е задължено да спазва и да плаща съответните такси и възнаграждения.

Дружеството счита, че с приетия от Комисията общ подход е направено механично намаление на разходите, което води единствено до формиране цени на топлинната и електрическата енергия в желаните от КЕВР нива по един административен начин.

4. При корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ е допусната техническа грешка в корекциите по въглеродни емисии.

Недовзетият приход от въглеродни емисии е 389,4 хил. евро или 761,6 хил. лв.

5. Дружеството не е съгласно с корекциите на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които са коригирани от 46 073 MWh (35,90%) на 37 073 MWh (28,89%) или с 9 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане, и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа, и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Дружеството счита, че направената корекция е непостижима в рамките на новия ценови период. На база технологичните разходи по преноса за последните две години дружеството е представило данни в табличен вид.

Според дружеството, за да се постигне намаление на технологичните разходи по преноса с 9 000 MWh, е необходимо в рамките на настоящия летен период да подмени амортизирани участъци от топлопреносната мрежа с дължина над 12 km, което представлява над 20% от

съществуващата топлопреносна мрежа и на практика е невъзможно за реализиране в рамките на три месеца. Дружеството счита, че поради тенденцията към намалена реализация на топлинна енергия за отопление, трудно ще постигне 91 257 MWh за ценовия период.

6. Предвид факта, че цената на емисиите от началото на годината е над 50 евро/t, за дружеството приетата икономически обоснована цена на емисиите от 47 евро/t е недостатъчна.

След преглед на постъпилото от дружеството възражение Комисията счита:

1. Корекция на разходите за амортизации в преноса

Възражението на дружеството не се приема.

Разходите за амортизации са следствие на вече направени инвестиции и актувани в инвентарната книга на дружеството към 31.12.2020 г. Техният размер за регулаторни цели се определя от Комисията. Източникът на допълнителни средства във връзка с подмяна на участъци от преносната мрежа и разходи за ремонти, с които дружеството планира да увеличи стойността на преносната мрежа, не е допустимо да се залагат в прогнозния разход за амортизации предварително. Съгласно т. 31.1, б. „б“ от Указания-НВ „в разходите за амортизация не се включват амортизации и други разходи, свързани с реконструкция или ново придобиване на имущество за производство на електрическа и/или топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, което не е било въведено като актив към датата на подаване на заявлението за цени.

2. Разходи за възнаграждения и за начисления за осигурителни вноски и социални разходи и разходите, свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Възраженията на дружеството не се приемат.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 72% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата „топлоснабдяване“ се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения или други разходи, свързани с лицензионната дейност, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

3. Възражението относно корекцията на технологичните разходи по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че утвърждаването в цените на топлинната енергия на 28,89% технологични разходи по преноса е основание дружеството да предприеме мерки по обследване на причините за високия процент и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага, поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия**,** присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния потребител на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им, е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на потребителите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

4. Възражението на дружеството относно корекциите на необходимите приходи се приема.

Допуснатата неточност при изчисленията на недовзетия приход, свързана с превалутирането на разходите за емисии, е отстранена.

5. Прогнозна цена на емисии CO_2

Възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т.е. с 8,5%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Враца“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 269,33 лв./MWh

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 144,26 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 96,01 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 23 816 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 23 374 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 526 хил. лв. и променливи – 18 848 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 9 986 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,43%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 91 257 MWh

7. „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново

С писмо с вх. № Е-14-05-3 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията с изключение на информацията по т. I.2., I.10. (в частта за разходите за закупени емисии CO_2) и I.12. от Писмото.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2021 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 281,33 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 148,80 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на природен газ – 505,00 лв./knm^3 (без акциз и ДДС) и

- цена на биомаса – 145 лв./t при калоричност 4 500 kcal/kg.

Обосновката на „Топлофикация-ВТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е следната:

I. УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. Разходи за амортизации

Отчетените разходи за амортизации на ДА за 2020г. са 122 хил. лв., в т. ч. 38 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 84 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период от 01.07.2021 г.-30.06.2022 г. са 140 хил. лв. Завишени са общо с 18 хил. лв., както следва:

**Увеличение на разходите за амортизации за производство на топлинна енергия /амортизация на реконструкция през 2020 г. на котел ВК 50/.*

**Увеличение на разходите за амортизация на активи в преноса на топлинна енергия, поради подновяване на част от топлопреносната мрежа по първа и втора магистрала.*

В прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. съгласно т. 31.1., б.“б от Указания-НВ.

На консервираните активи не се начисляват амортизации, не се предвижда да се въведат отново в действие през новия ценови период.

Прогнозните разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия са 91 хил. лв., в т. ч. за производство на електрическа енергия - 44 хил. лв., за производство на топлинна енергия - 47 хил. лв.

Прогнозните разходи за амортизации на ДА в преноса на топлинна енергия за ценовия период са 49 хил. лв.

Други промени в амортизациите не се очакват, не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. Разходи за ремонти

Отчетените разходи за ремонт през 2020 г. общо са 368 хил. лв., в т. ч. отнесени към производството на електрическа енергия 147 хил. лв., към производството на топлинна енергия 158 хил. лв. и към преноса на топлинна енергия 63 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт за ценовия период 01.07.2021 г.-30.06.2022 г. са 713 хил. лв., от които за ремонт в производството на електрическа енергия 526 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия – 20 хил. лв. и общо за двата продукта 100 хил. лв. Прогнозните разходи за ремонт в преноса на топлинна енергия са – 67 хил. лв.

- ***Разходи, отнесени към електрическата енергия***

Условно постоянните разходи, отнесени към електрическата енергия, включват регулярно задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя – Wartsila AB. В зависимост от отработените часове на двигателя се извършват различни по обем и стойност технически обслужвания, разделени по интервал на всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 h работа, разходите за 40 000 и 80 000 мото-часа работа (основен ремонт).

За периода се предвижда задължително техническо обслужване на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, в т. ч. диагностика на двигателя, диагностика на генератора, диагностика на трансформатор 6/20 kV, подмяна на основни лагери, подмяна на биелни лагери, подмяна на 32 бр. смукателни клапани, подмяна на 32 бр. изпускателни клапани, подмяна на 64 бр. бутални сегменти, подмяна на 2 бр. цилиндрови глави, подмяна на 4 бр. цилиндрови ризи и др. дейности, съгласно техническата инструкция на производителя. Извършването на техническите мероприятия съгласно инструкцията на производителя е задължително, чрез което се гарантира безаварийна работа на инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Планираните разходи по тази точка са 210 хил. лв.

Освен задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя, дружеството предвижда закупуването на резервни части за обезпечението на аварийните ремонти, димогарни тръби и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове в общ размер на 90 хил. лв.

Подмяна на моторно, турбинно и генераторно масло и запалителни свещи - Wartsila 16V25SG:

1. Разходи за запалителни свещи - определени са в размер на 6 хил. лв. Съгласно техническата спецификация и работните часове на двигателя е необходима тяхната подмяна всеки месец.

2. Разходи за моторно масло - Планираният общ разход за моторно масло през новия регулаторен период възлиза на 90 хил. лв. Той е формиран от разхода на масло, съгласно документацията, предоставена от производителя, и предписаната задължителна периодична подмяна на отработеното моторно масло на всеки 2 000 мото-часа, в съответствие с изискванията на производителя за превантивна поддръжка.

3. Разходи за турбинно масло - Газо-буталният двигател Wartsila 16V25SG работи с принудително пълнене на въздух за горене, което се осъществява посредством два турбокомпресора ABB VTR-254-11. Съгласно техническата инструкция на производителя ABB е необходимо турбинното масло да се подменя при плановите технически обслужвания на двигателя. Планираният общ разход на турбинно масло е 20 хил. лв.

4. Разходи за подмяна на маслото на лагерите на електрическия генератор Leroy-Somer LSA-56-M6-6P - Съгласно техническата инструкция на производителя Leroy-Somer, планираният разход на маслото е 10 хил. лв.

Разходи за ремонт на електрическите уредби 6 kV, част от инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на електрическа енергия, в размер на 10 хил. лв.

Разходи за трансформаторно масло - Планираният разход за трансформаторно масло

е 10 хил. лв., съгласно техническата инструкция за експлоатация на повишаващ трансформатор ABB 6/20 kV, част от инсталацията за високоефективно комбинирано производство с газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG.

Техническо обслужване на турбокомпресорите ABB VTR-254-11 - За периода се предвижда задължително техническо обслужване на турбокомпресорите ABB VTR-254-11. Техническото обслужване включва извършване на пълно техническо обслужване на турбокомпресорите VTR 254-11 съгласно изискванията на завода-производител, вкл. почистване на всички части и балансиране на ротор подмяна на комплект лагери от компресорната и турбинната страна, подмяна на уплътняващи втулки, филтърни елементи и др. Предвидените разходи по тази точка възлизат на 80 хил. лв.

- ***Разходи, отнесени към топлинната енергия***

Разходите, отнесени към производството на топлинна енергия, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за производство на топлинна енергия.

2.7. Техническо обслужване на парен котел ПТ-10: дружеството планира да извърши частичен ремонт на нагревните повърхности на парния котел, ремонт на един брой димен вентилатор, ремонт на два броя мултициклони, ремонт на скарната горивна уредба, ремонт на транспортната лентовата система за подаване на горивото, към котела. Планираните разходи по тази точка са в размер на 10 хил. лв.

2.8. Техническо обслужване на водогреен котел Bertsch. Съгласно ремонтната програма на дружеството се предвижда извършване на следните технически мероприятия: дефектовка на въздуховодите и системата за подаване на въздух за горене, техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба съгласно техническата инструкция на производителя RAY Öl- & Gasbrenner GmbH, подмяна на нагревни повърхности част от тръбния сноп, ремонт на рециркулационна помпа. Планираните разходи по тази точка са 10 хил. лв.

- ***Общи разходи за двата продукта***

Към общите разходи за двата продукта, дружеството планира да извърши:

- Разходи за рехабилитация на топлообменните апарати на когенерационната инсталация - С цел поддържане на максимална стойност на общата термична ефективност на когенерационния агрегат, през периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. е предвидена рехабилитация на топлообменните апарати по хода на мрежова вода, които служат за утилизация на топлинната енергия и осигуряват работата на двигателя. Предвидените дейности са ревизия, дефектовка и рехабилитация/подмяна на нагревни повърхности на охладител на двигателното масло, охладител на водните ризи и Интеркулер.

Общата стойност на предвидените разходи по тази точка, предвиждащи пълна подмяна на утилизатора на димни газове, възлиза на 80 хил. лв.

- Разходи за ремонт на покрива на машинна зала. Състоянието на покрива на сградата на машинна зала е в лошо, през последната година се наблюдава увеличаване на течовете на дъждовна вода в производствените помещения, което е риск от настъпване на авария. Предвидените разходи за ремонт на покрива са 20 хил. лв.

- ***Разходи, отнесени към преноса на топлинна енергия***

Съгласно ремонтната програма на дружеството се планира: подмяна на салникови компенсатори с нови компенсатори от линзов тип, подмяна на спирателна арматура, подмяна на амортизирани участъци от топлопреносната мрежа, дефектовка на участъци от ТПМ. Планират се извършване на ремонти и подмяна на дефектирало оборудване в абонатните станции. Планираните разходи по тази точка са 67 хил. лв.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за прогнозирания ценови период от са 732 хил. лв., като са завишени с 63 хил. лв. в сравнение с отчетените 669 хил. лв. за 2020 г.

Увеличението на заплатите на работещите в дружеството е базирано на увеличението на МРЗ с 9,4% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2020 г. в отрасъла по данни на НСИ.

Средносписъчният брой на персонала към 31.12.2020 г. е 38 работници и служители и изпълнителен директор.

Дружеството изпитва затруднение в набирането на квалифициран персонал, поради което с повишаване на възнагражденията се цели приближаване до нивото на възнаграждения в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

4. Разходи за социални и здравни осигуровки, социални разходи.

Прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период от 01.07. 2021 г. до 30.06.2022 г. Социални разходи не са прогнозирани.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ.

За новия ценови период разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са 738 хил. лв.

5.1. Горива за транспорт – 13 хил. лв., завишени с 3 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2020 г., поради използване на вътрешен транспорт за зареждане на котел ПТ 10 с дървесен чипс и по-големият разход за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на топлинна енергия“ поради честите аварии на топлопреносната мрежа.

5.2. Материали за текущо поддържане – 34 хил. лв.

Разходите включват подмяната на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, свещи и др. Завишението е в производството в сравнение с отчетените за 2020 г., поради честите аварии на котел ПТ 10 и нуждата от текущ ремонт.

В дейността „Пренос“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с аварии по мрежата, която вече е много остаряла и се нуждае от основен ремонт.

5.3. Въоръжена и противопожарна охрана – 42 хил. лв.

Отчетените разходи за въоръжена и противопожарна охрана са увеличени в сравнение с 2020 г., поради промени в договора за денонощна физическа охрана във връзка с новия размер на МРЗ за страната.

5.4. Разходите за наем включват:

- Наем на „Газов генераторен комплект №7 – 5027/когенератор/ съгласно Договор за наем с „Топлофикация Бургас“ АД .

- Наем на Телехендер „ MANITU “ /телескопичен манипулатор/ съгласно Договор от 01.02.2010г. с „МИНА Станянци“ АД, гр.София. Използва се да зарежда биогориво в котел ПТ 10 и като вътрешнозаводски транспорт.

5.5. Безплатна храна съгласно нормативен акт – Безплатна храна за работниците по Наредба 11.

5.6. Разходи за екология - 19 хил. лв., включват:верификация на годишни доклади за емисии парникови газове, във връзка с участие в ЕСТЕ и такса за депониране на отпадъци от котел ПТ 10. Таксите за депониране на отпадъци са завишени, съгл. действащата нормативна уредба.

II. Приходи от присъединяване и услуги *- Не са прогнозирани приходи от присъединяване на нови потребители, защото от няколко години няма такива.*

III. Променливи разходи

Разходи за вода - Отчетените разходи общо за вода за 2020 г. са 344 хил. лв., от които в производството са 46 хил. лв.

За новия ценови период разходите за вода в производството са завишени във връзка с въвеждането на котел ПТ 10 в действие и необходимостта от очистване на димни газове от прах чрез воден скубер.

„Топлофикация ВТ“ АД ползва вода от „В и К Йовковци“ ООД за технологични нужди.

Разходи за акциз - Разходите за акциз за 2020 г. са 159 хил. лв. За новия ценови период разходите за акциз са 173 хил. лв. и са свързани с увеличеното количество природен газ.

„Топлофикация ВТ“ АД не е лицензирано по ЗЕ като производител на електрическа енергия, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MW, поради което дружеството заплаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия.

IV. Справка за средно претеглена норма на възвращаемост на привлечения капитал *към 31.12.2020 г., от която е видно, че нормата на възвращаемост на привлеченият капитал е 6,26%.*

V. Регулаторна база на активите на дружеството

1. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

В признатата стойност на активите към 31.12.2020г. не са включени:

а) Активи несвързани с лицензионната дейност

б) Активи отдадени под наем

в) Консервирани дълготрайни материални активи

г) Активи, придобити чрез финансиране

Финансирането на ДА е с различен % при отделните активи и е част от отчетната стойност на актива.

д) Лек автомобил.

2. Разпределение на дълготрайните активи между комбинирано и разделно производство.

Разпределението е извършено в зависимост от дела (%) на участие в производствения процес на двата продукта – електрическа и топлинна енергия.

Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ /котли, помпи, резервоари и др./ са отнесени към производството на топлинна енергия.

3. Разпределение на дълготрайните активи при производството между електрическа и топлинна енергия.

Отчетната стойност на ДА, участващи в производството на електрическа енергия е 48% от отчетната стойност на всички активи, участващи в комбинираното производство. База за разпределение е общата мощност на когенератора – 5,9 MW, в т. ч.

2,8 MW електрическа мощност - 48%

3,1 MW топлинна мощност - 52%

Отчетната стойност на всички останали активи в производството е отнесена към топлинната енергия.

4. Разпределението на дълготрайните активи между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия се извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете лицензирани дейности се отнасят.

VI. Оборотен капитал *- Оборотният капитал е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите, като не са включени разходите за амортизации.*

С писмо вх. № Е-14-05-3 от 18.05.2021 г. дружеството е представило изисканата информация с писмо № Е-14-00-5 от 11.05.2021 г., като е декларирало, че приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения за 2020 г. са в размер на 3 219,32 лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За предходния ценови период дружеството отчита с 4,57% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 14,18% по-ниско от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 42,06%, прогнозните за новия ценови период са 37,59%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 47,96% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт със 100,85%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 54,39%. Дружеството не предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 713 хил. лв. на 403 хил. лв. или с 310 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и допълнително 10% завишение и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 732 хил. лв. на 669 хил. лв. или с 63 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 142 хил. лв. на 129 хил. лв. или с 13 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ са коригирани общо от 738 хил. лв. на 342 хил. лв. или с 396 хил. лв., в т. ч. изцяло коригирана е допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ от 250 хил. лв. на 0 лв., като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, до нивото на отчетените стойности през 2020 година и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за вода, като част от променливите разходи, са коригирани от 396 хил. лв. на 344 хил. лв. или с 52 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 1 274 хил. лв. на 1 391 хил. лв. или със 117 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 13 940,76 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	**Димензия**	**природен газ**	**мазут**	**газьол**	**пелети, слама, дърв.чипс**	**биомаса**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	34,2400	40,0000	41,9860	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	100%	
Тф ВТ		7 330	0	0	0	1 264	
емитирани CO_2, t		13 941	0	0	0	0	13 940,8

Прогнозни емисии CO_2 – 13 940,76 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 13 940,76 **t X** 99,75 лв./t **= 1 391 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **природен газ - 7 330 knm^3 и биомаса 1 264 t**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,26% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството” е коригиран разходът на природен газ в енергийната част от 5 970 knm^3 на 5 820 knm^3 или със 150 knm^3, до достигане на показателя

Икономия на първичен енергиен ресурс (гориво) спрямо разделно производство в границите на отчетената стойност през базовата година.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 13 353 MWh (37,59%) на 7 113 MWh (20,02%) или с 6 240 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,92 лв./MWh;
3. Достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) - 9,21 лв./MWh;
4. Съхранение - 0,76911 лв./MWh;
5. Пренос по газопреносната мрежа (ГПМ) - 0,39230 лв./MWh;
6. Достъп до ГПМ - 2,205565 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 59,50 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	5 855	0	2 743	6 436	7 870	10 360	10 311	9 126	8 493	6 225	5 803	5 644	**78 865**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,78**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	24,98	25,12	25,59	26,33	27,35	29,13	27,42	27,38	26,55	23,32	23,58	20,60	**26,11**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	23,25	0,00	1,67	34,24	17,77	24,24	73,93	47,59	55,25	40,75	24,12	10,54	**353**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**29,43**
		5,88	6,45	3,13	1,61	-0,86	1,43	0,49	-3,01	-2,09	-9,87	-14,13	-24,67	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	27,78	27,70	26,93	28,89	27,59	28,25	30,64	32,93	**27,30**

2. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**13 544**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-238**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 116

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-05-4 от 02.06.2021 г. „Топлофикация-ВТ“ АД е представило възражение във връзка с извършени корекции в Доклада, както следва:

1. Възразява се срещу извършените корекции на **разходите за ремонт**, които от заявените 713 хил. лв. са коригирани на нивото на отчетените за 2020 г. като е допуснато 10% завишение на същите, а именно разходите за ремонт са коригирани на 403 хил. лв.

Дружеството излага следните аргументи: предвидените по-високи разходи за ремонт са включени с цел подобряване на качеството на предоставяната услуга. През изминалия сезон от дружеството е проведена кампания целяща подмяната на големи участъци от топлопреносното трасе с цел гарантиране на успешното протичане на зимния отоплителен сезон. С предвидените по-високи разходи за ремонт се цели да се гарантира продължаването на тази политика. Дружеството посочва, че въпреки положените усилия за ремонт на ТПМ, все още има големи компроментирани участъци, които трябва да бъдат ремонтирани. С коригирането на отпуснатите средства, КЕВР ограничава извършването на важни ремонти, които биха довели до връщането на проблеми, които ще застрашат качеството и сигурността на предоставяната услуга на гражданите на Велико Търново, като предвиденото увеличение на дружеството е в минимален размер от 10%, така както е посочено в общия подход и то е недостатъчно за извършване на необходимите ремонти.

„Топлофикация-ВТ“ АД посочва, че част от разходите включват задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя. В зависимост от отработените часове на двигателя се извършват различни по обем и стойност технически обслужвания, на всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 часа работа, разходите за 40 000 и 80 000 мото-часа работа (основен ремонт). За периода се предвижда диагностика на: двигателя, генератора, трансформатор 6/20 kV, подмяна на основни лагери, подмяна на биелни лагери, подмяна на 32 бр. смукателни клапани, подмяна на 32 бр. изпускателни клапани, подмяна на: 64 бр. бутални сегменти, 2 бр. цилиндрови глави, 4 бр. цилиндрови ризи и др. дейности, съгласно техническата инструкция на производителя. Планираните разходи по тази точка са 210 хил. лв.

Дружеството предвижда закупуването на резервни части за обезпечението на аварийните ремонти, димогарни тръби и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове в общ размер на 90 хил. лв.

„Топлофикация-ВТ“ АД планира разходи за моторно масло (90 хил. лв.), турбинно масло (20 хил. лв.), генераторно масло (10 хил. лв.), трансформаторно масло (10 хил. лв.), разходи за ремонт на електрическите уредби 6 kV (10 хил. лв.) и запалителни свещи (6 хил. лв.) на обща стойност от 146 хил. лв.

За периода се предвижда задължително техническо обслужване на турбокомпресорите ABB VTR-254-11, което включва почистване на всички части и балансиране на ротор, подмяна на комплект лагери от компресорната и турбинната страна, подмяна на уплътняващи втулки, филтърни елементи и др. Предвидените разходи по тази точка възлизат на 80 хил. лв.

Разходите отнесени, към производството на топлинна енергия, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за топлинна енергия. Дружеството планира да извърши частичен ремонт на нагревните повърхности на парен котел ПТ-10, ремонт на един брой димен вентилатор, ремонт на два броя мултициклони, ремонт на скарната горивна уредба, ремонт на транспортната лентова система за подаване на горивото към котела. Планираните разходи по тази точка са в размер на 10 хил. лв. Съгласно ремонтната програма се предвижда извършване на следните технически мероприятия по водогреен котел Bertsch: дефектовка на въздуховодите и системата за подаване на въздух за горене, техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба съгласно техническата инструкция на производителя, подмяна на нагревни повърхности част от тръбния сноп, ремонт на рециркулационна помпа. Планираните разходи по тази точка са 10 хил. лв.

Към общите разходи за двата продукта, в периода 01.07.2021 - 30.06.2022 г. е планирано да се извърши: рехабилитация на топлообменните апарати по хода на мрежова вода, които служат за утилизация на топлинната енергия и осигуряват работата на двигателя. Предвидените дейности са ревизия, дефектовка и рехабилитация/подмяна на нагревни повърхности на:

охладител на двигателното масло; охладител на водните ризи; интеркулер. Общата стойност на планираните разходи по тази точка, възлиза на 80 хил. лв.

Поради лошо състояние на покрива на машинна зала, свързано с течове на дъждовна вода в производствените помещения, дружеството предвижда разходи за ремонт на покрива в размер на 20 хил. лв.

Дружеството планира: подмяна на салникови компенсатори с нови компенсатори от линзов тип, подмяна на спирателна арматура, подмяна на амортизирани участъци от топлопреносната мрежа, дефектовка на участъци от ТПМ. Планират се извършване на ремонти и подмяна на дефектирало оборудване в абонатните станции. Планираните разходи по тази точка са 67 хил. лв.

2. Разходите за **заплати и възнаграждения** са коригирани от 732 хил. лв. на 669 хил. лв. или с 63 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2020 г., като дружеството счита, че такъв общ подход не следва да бъде прилаган по отношение на заплатите и възнагражденията в „Топлофикация-ВТ“ АД, тъй като те са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“. Посочва се, че средната брутна работна заплата в дружеството е в размер на 1 293 лв. и при подобна корекция не е възможно да се достигне средния размер на възнагражденията в отрасъла, както и да бъдат привлечени нови кадри с експертни познания и добра мотивация за работа и задържането на квалифицираните работници в дружеството. Ограничаването на разходите за заплати и възнаграждения ще доведе до неконкурентоспособност на пазара на труда, като и в момента дружеството изпитва остър недостиг на работници и служители.

3. Разходите за **осигурителни вноски** са коригирани от 142 хил. лв. на 129 хил. лв. или с 13 хил. лв., до нивото на отчетната стойност през 2020 г. Дружеството заявява, че увеличението на разходите за осигурителни вноски и социални разходи са пряко свързани с увеличението на работната заплата и мотивите, изложени по-горе важат и за тези разходи.

4. „Топлофикация-ВТ“ АД обръща внимание, че разходите в допълнително добавената позиция „**други разходи**“ са коригирани от 250 хил. лв. на 0 лв., като това са разходите за „Фонд сигурност на електроенергийната система“, които не са включени в общите разходи, но като реален разход, са в допълнителна финансова тежест за дружеството. Считат, че при така утежнените финансови условия е необходимо утвърдените от Комисията цени да не са рестриктивни, а да стимулират комбинираното производство и да обезпечават необходимите приходи, гарантиращи финансовата стабилност на топлофикационното предприятие.

5. Възразява се срещу използваната в Доклада **цена за CO_2 квоти** в размер на 47,00 евро/t, като счита, че така определената прогнозна цена силно ощетява дружеството.

„Топлофикация-ВТ“ АД посочва, че към 01.06.2021 г. цените на въглеродни емисии надхвърлят 53 евро/t, като всички дългосрочни прогнози са цената да продължи да нараства и да достигне 60 евро/t, до края на годината, като тази тенденция ще продължи и в следващата година. Поради това, дружеството ще претърпи значителни финансови загуби, които ще се отразят върху финансовия резултат.

„Топлофикация-ВТ“ АД е изчислило, че при прогнозна цена от 55 евро/t, се получава следният резултат : 13 940,76 t x 107,57 лв. = 1 500 хил. лв. и при такава прогнозна цена се получава недовзет приход за дружеството в размер на 219 хил. лв.

Сочи се, че в Доклада е допусната фактическа грешка, поради непревалутирана сума от евро в лева, като вместо 121 хил. евро следва да е 236 хил. лв.

Във формулата на стр. 98, за краен резултат е посочена сумата от 269 хил. лв., което не кореспондира с правилно заложени суми, посочват от дружеството.

6. Възразява се срещу корекцията на **норма на възвръщаемост на привлечения капитал** от 6,26% на 5,26%, като посочва, че заявената е изчислена като среднопретеглена съгласно т. 40 от Указания-НВ. Считат, че по този начин регулаторният орган е поставил пазарни ограничения на договарянето на привлечен капитал, но не на база на относимите към момента на привличане на капитала лихвени нива, а въз основа на лихвените нива за последната година. Според дружеството не е икономически обосновано Комисията да коригира нормата на възвращаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година, тъй като енергийните предприятия нямат задължение да предоговарят или рефинансират сключените от тях договори за кредити или заеми с банкови или финансови институции всяка година. Включването в цените на норма на възвръщаемост на привлечения капитал под приложимия

среднопретеглен за „Топлофикация-ВТ“ АД размер по силата на действащи и обвързващи го договори за кредит би довело до намаляване на неговата възвращаемост, като разликата се покрива за негова сметка.

7. Дружеството посочва, че технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 13 353MWh (37,59%) на 7 113 MWh, (20,02%), или с 6 240 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход. Непризнаване на реално генерираните разходи по топлопреноса, не позволява на дружеството да осъществи инвестиционно-ремонтната си програма по отношение на топлопреносната мрежа и да достигне признатите средни разходи по преноса за топлофикационните мрежи в страната. Предвид нивото на амортизация на топлопреносната мрежа и намалената плътност на консуматорите, дружеството експлоатира транзитни участъци с голяма дължина при значителни загуби на енергия от топлообмен с околната среда. Изключването на тези участъци е недопустимо от гледна точка на социалното влияние върху битовия и обществен сектор в града.

След преглед на постъпилото от дружеството възражение Комисията счита:

1. Корекция на разходите за ремонт и разходи за заплати и възнаграждения и осигурителни вноски

Възраженията на дружеството не се приемат.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 70,5% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата „топлоснабдяване“ се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт дори с минимален процент е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходите за заплати и възнаграждения, както и всички предвидени за периода разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

2. Относно корекцията на „Други разходи“ – възражението на дружеството не се приема.

Разходите, извършени към ФСЕС, не са ценообразуващ елемент. По силата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за вноски по ал. 1, т. е. вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“.

3. Относно прогнозната цена на CO_2 квоти – възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на капитала не се приема.

Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход. Съгласно чл. 15 от НРЦЕЕ и чл. 10 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала.

Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. При утвърждаване на цени по метода „норма на възвръщаемост на капитала“ всички ценообразуващи елементи следва да имат прогнозен характер и се отнасят за прогнозния период.

5. Възражението на дружеството относно извършената корекция на технологичните разходи по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че утвърждаването в цените на топлинната енергия на 20% технологични разходи по преноса е основание дружеството да предприеме мерки по обследване на причините за високия процент и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния потребител на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за

неполагане на усилия за намаляването им, е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на потребителите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-ВТ“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 292,43 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 167,36 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 107,47 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 8 493 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 396 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 564 хил. лв. и променливи – 6 832 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 838 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 28 413 MWh

<u>8. „Топлофикация – Разград“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-16-3 от 02.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е приложена информация по т. II.7.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2021 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 222,38 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 96,47 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 483,29 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Обосновката на „Топлофикация – Разград“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е следната:

I. УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. Разходи за амортизации

Срокът на годност на амортизируемите активи е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи. Тези, които не са пряко относими към продуктите електрическа и топлинна енергия са разпределени пропорционално на количествата произведена топлинна и електрическа енергия.

За новия регулаторен период стойността на дълготрайните материални активи, заложена в регулаторната база на активите е към 31.12.2020 г.

2. Разходи за ремонт

Дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 45 хил. лв., разпределени

както следва:

- *Отнесени към електрическата енергия – 10 хил. лв.;*
- *Отнесени към топлинната енергия – 15 хил. лв.;*
- *Отнесени към преноса – 20 хил. лв.*

Поради непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди, водещо до намаляване на утвърдените цени на топлинна и електрическа енергия, дружеството счита, че не е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни и инвестиционни дейности. В тази връзка се отчита тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения като Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/, топлопреносна мрежа и др., което респективно води до увеличение на разходите за ремонт. Към момента с повече от 10 000 работни часа е надхвърлен ресурса на ИКПТЕЕ за извършване на основен ремонт на 60 000 работни часа и, въпреки осъществяването на текущи обслужвания на всеки 2 000 часа, има реална заплаха от дългосрочно аварийно спиране на ИКПТЕЕ.

Отчетените през 2020 г. разходи за ремонт на ИКПТЕЕ са разпределени между топлинната и електрическа енергия в съотношение 50/50. Следва да се отчете, че всички разходи за авариен ремонт се претендират към застраховател на база сключена застрахователна полица „Имущество и прекъсване на дейността“. През 2020 г. в отчетените разходи за авариен ремонт попадат 15 хил. лв. от самоучастия по три признати претенции към застраховател - две от 2019 г. за претендирани ремонтни дейности на обща стойност 89 хил. лв. и една от претендиран ремонт през 2020 г. на стойност 16 хил. лв. Допълнително дружеството е претендирало и суми за три аварийни ремонти на ИКПТЕЕ на обща стойност 23 хил. лв. Ако същите не бъдат признати и заплатени от застрахователя, то те ще намерят място в отчетените през 2021 г. разходи за ремонт. Отделно са отчетени и допълнителни разходи за ремонт в производството на топлинна енергия, представляващи изписване на материали за ремонт на водогрейни котли – монтаж и заварки.

По отношение за разходите за ремонт в преноса на топлинна енергия, през текущия период са отчетени разходи в размер на 20 хил. лв., основно за извършване на ремонтни дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа – трасиране с цел локализиране на мястото на пробива, транспортни услуги, пряко свързани с разкопаване и възстановяване на настилката след отстраняване на аварията. Видно от отчетените разходи за инвестиции през последните години дружеството няма финансов ресурс за подмяна на компроментирани участъци от топлопреносната мрежа, следствие на което зачестява необходимостта от извършване на аварийни ремонти с цел отстраняване на възникнали пробиви. Планирано е увеличение на разходите за ремонт, дължащо се основно на необходимостта от извършване на поредица от ремонтни дейности, които да гарантират нормалната работа на дружеството.

Планираните разходи за ремонт на обща стойност 194 хил. лв. са разпределени, както следва:

- *Отнесени към електрическата енергия – 66 хил. лв.;*
- *Отнесени към топлинната енергия – 96 хил. лв.;*
- *Отнесени към преноса – 32 хил. лв.*

Разходите са планирани на база ремонтните програми на дружеството за 2021 г. и 2022 г.

Приложена е обосновка на необходимите ремонтни дейности по позиции в котелен цех, ИКПТЕЕ, цех ХВО, топлопреносна мрежа и АС и сграден фонд.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

През последните години дружеството реализира лицензионната си дейност с относително постоянен брой заети лица, като въпреки няколкократното увеличение на размера на минималната работна заплата, не се отчита съществено увеличение на работните заплати. Застаряването на персонала, както и липсата на квалифицирана работна сила затруднява нормалното изпълнение на лицензионните задължения. Средната заплата в дружеството е под средната заплата за отрасъла.

Предвид гореизложеното за новия регулаторен период е предвидено 16% увеличение на

разходите за работни заплати, дължащо се от една страна на увеличението на минималната работна заплата считано от 01.01.2021 г. и свързаните с това допълнителни плащания на база договорени основни заплати. Допълнително са планирани средства за очаквано пенсиониране на няколко служители, придружено със съответните допълнителни разходи по изплащане на няколко работни заплати.

4. Начисления свързани с т. 3 по действащото законодателство

Включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - *Горива за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали – планирани са на база постигнатите разходи през 2020 г.*

Отчетените материали за текущо поддържане за 2020 г. са в размер на 112 хил .лв. Основен дял (87%) съставляват разходите за материали за извършване на разписаните от производителя на ИКПТЕЕ технически обслужвания на всеки 2 000 h.

През 2020 г. са извършени три броя технически обслужвания, както следва:

- м. януари 2020 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 62 хил. работни часа на стойност 28 хил. лв.;

- м. март 2020 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 64 хил. работни часа на стойност 41 хил. лв.;

- м. септември 2020 г. - извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 66 хил. работни часа на стойност 28 хил. лв.

Планирано е увеличение на материалите за текущо поддържане, спрямо отчетните такива с приблизително 18 хил. лв. Основното увеличение се дължи на очакваната по-висока стойност на предстоящите технически обслужвания. Същите са определени съобразно режима на работа на ИКПТЕЕ при достигането на определен брой часове, съобразно които са предписани и съответните технически обслужвания.

м. октомври 2021 г. – техническо обслужване на 72 хил. работни часа на приблизителна стойност – 23 хил. лв.;

м. януари 2022 г. – техническо обслужване на 74 хил. работни часа на приблизителна стойност – 34 хил. лв.;

м. април 2022 г. – техническо обслужване на 76 хил. работни часа на приблизителна стойност – 50 хил. лв.

Подменяните при всяко техническо обслужване части са с полезен живот между 2 и 4 хил. работни часа, т. е. с полезен живот по-малък от една година. Това налага същите да бъдат отчетени като материали за текущо обслужване без инвестиционен характер.

Застраховки, данъци и такси, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи и др. са планирани на база постигнатите разходи през 2020 г.

Наеми, безплатна храна, служебни карти и пътувания, изпитания на съоръженията – не са планирани.

Отчетените разходи, присъщи за дейността, през 2020 г., са нанесени в графа други разходи, като включват:

разходи за провеждане на процедури по ЗОП и извън приложното поле на ЗОП, свързани с избор на изпълнител на доставка на стоки и услуги – 12 хил. лв.

разходи за медийно обслужване и ПР – 6 хил. лв.;

разходи за спазване изискванията на регламента за защита на личните данни и физико-химичен анализ – 1 хил. лв.;

материали за автотранспорт – 1 хил. лв.

други материали – 5 хил. лв., в състава на които са включени канцеларски материали – 2 хил. лв., стопански инвентар – 3 хил. лв.

Възнаграждение за участие на юридическо лице в Съвета на директорите – 11 хил. лв.

Други външни услуги – 4 хил. лв.

6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност – *планирани са на база постигнатите разходи през 2020 г.*

За 2020 г. отчетените разходи, нормативно непризнати за целите на ценообразуването, са в размер на приблизително 493 хил. лв., основен дял от които съставляват разходите, представляващи ежемесечни 5% вноски от приходите от продажба на електрическа енергия, съгласно чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ в размер на 158 хил. лв., разходи за неустойки за забавено плащане по договори в размер на 80 хил. лв., разходи за дялово разпределение в размер на 79 хил. лв., отписани вземания в размер на 41 хил. лв., недостиг на електрическа енергия при участие в стандартна балансираща група и разход за покупко-продажба на електрическа енергия в рамките на деня – 21 хил. лв., разходи за достъп на производители в размер на 33 хил. лв., разходи за участие в стандартна балансираща група – 5 хил. лв., необлагаеми социални разходи – 40 хил. лв., разходи за провизии – 5 хил. лв. (енергийни спестявания за 2020 г., съгласно чл.14, ал.4, т.2 от Закона за енергийна ефективност (ЗЕЕ)), разходи за минали периоди – 15 хил. лв. (изплащане на задълженията за енергийни спестявания, съгласно чл. 14, ал. 4, т. 2 от ЗЕЕ), брак – 1 хил. лв. и др.

***7. Приходи от присъединяване и услуги** – не са планирани.*

***8. Приходи от топлоносител** – не са планирани.*

II. ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

1. Разходи за материали

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия и за производство на топлинна енергия от водогрейни котли. Цената на природния газ е съобразена с утвърдената в Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. на КЕВР цена за „Топлофикация – Разград“, която включва:

Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,01 лв./MWh;

Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 5,2 + 20+120 = 145,20 лв./knm^3;

От 01.02.2020 г. цената на „Овергаз Мрежи“ АД за разпределение на природен газ е 9,76 лв./MWh, а за снабдяване – 0,60 лв./MWh.

Цените са преизчислени в лв./knm^3 чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,562 kW/m^3 (Решение на КЕВР № Ц-26 от 01.07.2020 г.).

1.2. Разходи за вода – планирано е завишение с 1 хил. лв., във връзка с покачване на крайната цена.

1.3. Разходи за закупена енергия – планирано увеличение с около 13%. Увеличението на разхода за закупена електрическа енергия в преноса е свързано с очакваното излизане на дружеството (в частта АС) на свободен пазар на електрическа енергия, където се очаква цената да е по-висока, спрямо тази на регулиран пазар.

1.4. Консумативи (химикали, реагенти) – включени са разходи за химикали, реагенти за обработка на циркулиращата вода по топлопреносната мрежа и централата. Планирани са на база постигнатите разходи през 2020 г., като същевременно е планирано 13% увеличение, свързано с увеличение на цените на химикалите и реагентите, използвани за обработка на водата и използваните смазочни материали, осигуряващи безпроблемната работа на съоръженията.

2. Разходи за външни услуги – не са планирани

3. Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.

4. Разходи за емисии парникови газове (CO_2) – не са планирани.

За новият регулаторен период дружеството не планира разходи за закупуване на квоти за емисии на парникови газове. Това е свързано с излизане на „Топлофикация –Разград“ АД от Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ), вследствие отмяната на Разрешително за емисии на парникови газове № 33-Н1/2015 г. В тази връзка е отпаднало задължението на дружеството за 2020 г. за предаване на квоти на емисии на парникови газове в размер на изчислените емисии за предходната календарна година.

Разходите, които не са пряко относими към двата продукта, а са характеризирани като общи, са разпределени пропорционално на произведената топлинна и електрическа енергия.

Дружеството не притежава комплексно разрешително по Закона за опазване на

околната среда.

Поради необосновано и високи цени на топлинната енергия, които се получават за новия регулаторен период при работа с Коефициент на разпределение на горивото в производството - 0,40, дружеството е работило с коефициент – 0,30.

По отношение на направените през 2020 г. инвестиции Дружеството отчита разходи в размер на 8 хил. лв. в дълготрайни материални активи. Отчетените през 2020 г. инвестиции са свързани с изграждане на система за контрол на достъпа - 2 хил. лв. и допълнителна функционалност на софтуера за събиране на вземания – 6 хил. лв.

За новия регулаторен период не са планирани разходи за инвестиции.

Дейността на „Топлофикация - Разград“ АД не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

С писмо вх. № Е-14-16-5 от 18.05.2021 г. дружеството е представило изисканата информация с писмо № Е-14-00-5 от 11.05.2021 г., като е декларирало, че приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения за 2020 г. са в размер на 1 427,70 лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 4,94% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 4,11% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са с 10,91% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 29,60% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 158,67 %. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи със 100%.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 194 хил. лв. на 50 хил. лв. или със 144 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 620 хил. лв. на 535 хил. лв. или с 85 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 124 хил. лв. на 107 хил. лв. или със 17 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,26% на 4,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 10 880 MWh (32,63%) на 9 380 MWh (28,13%) или с 1 500 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи **инвестиции** в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна

цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 47,60 лв./MWh;
3. Достъп и пренос по мрежата на ГРД – 11,457 лв./MWh;
4. Пренос – 0,46 лв./MWh;
5. Достъп – 1,94 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 61,45 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 817	1 771	1 855	2 361	7 314	9 815	10 657	8 804	9 802	4 417	2 209	1 893	**62 714**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,98**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	29,46	29,03	32,82	35,08	38,57	38,06	37,29	40,75	39,00	42,45	42,45	42,45	**38,34**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	7,21	7,79	1,13	12,56	13,38	22,97	76,41	32,66	53,52	7,11	-6,43	-17,15	**211**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,65**
		10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	9,26	4,74	-2,82	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	37,71	43,86	**28,61**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**0**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**0,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**0,00**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**0,00**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 211

С писмо с вх. № Е-14-16-7 от 02.06.2021 г. и с вх. № Е-14-16-8 от 04.06.2021 г. „Топлофикация-Разград“ АД е представило възражения, както следва:

1. Възразяват относно корекцията на разходите за ремонт, които са коригирани от 194 хил. лв. на 50 хил. лв. или със 144 хил. лв. Посочват, че основната причина за „липсата на финансови възможности на дружеството“ за извършване на ремонтни дейности е именно политиката на Комисията за непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди и непризнаването на присъщо необходими разходи и невключването им в цените във всеки случай се отразява в непълно възстановяване на икономически обосновани разходи, което рефлектира в намаление на утвърдената възвръщаемост и е в противоречие на предвидения в чл. 31, т. 2 ЗЕ принцип на регулиране. Това е довело до намаляване на утвърдените цени на топлинна и електрическа енергия и липса на свободен паричен ресурс, с който дружеството да е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни дейности и в същото време повишава риска от аварии. Това поражда и риск за отчитане на значителни обществени разходи, свързани с непредвидено спиране на топлоподаването и други тежки аварии. Заявяват, че изпълнението на ремонтната програма, разписана и утвърдена в първоначалния ѝ вид, е абсолютно задължително, тъй като чрез нея се гарантира безаварийна работа на ключови производствени съоръжения и топлопреносната мрежа. Непризнаването в пълен размер на разходите за ремонти води до значително влошаване на финансовото състояние на дружеството, тъй като то е длъжно, с цел спазване на лицензионните си задължения, да финансира изпълнението на аварийните ремонти. Поради това, считат че извършената корекция е незаконосъобразна и следва да бъдат признати планираните разходи за ремонт в пълен обем.

2. Възразява се срещу корекцията на разходите за заплати и възнаграждения, които са коригирани от 620 хил. лв. на 535 хил. лв. или с 85 хил. лв. по-малко и на разходите за осигуровки и социални разходи, които са коригирани от 124 хил. лв. на 107 хил. лв. или със 17 хил. лв. по-малко. Повишаването на разходите за заплати и възнаграждения се дължи от една страна на увеличението на минималната работна заплата (с 6,56%) считано от 01.01.2021 г. и свързаните с това допълнителни плащания на база договорени основни заплати. Дружеството посочва, че са планирани допълнителни средства за изплащане на работни заплати на няколко служители, на които предстои пенсиониране. Считат, че предвид увеличението на минималната работна заплата, корекцията на работните заплати до размера на отчетната им стойност, не е икономически обосновано.

Посочва се, че през последните години се отчита тенденция, свързана с все по-трудното намиране на квалифицирани кадри за работа в централата и тяхното задържане при нивото на тези работни заплати. Съгласно данни на НСИ, средната работна заплата в дружеството изостава, както спрямо средната заплата в областта, така и спрямо средната заплата в сектор „Енергетика“, поради което смятат, че е недопустимо непланиране на ръст на фонд работна заплата. Пресмятат, че увеличението на разходите за възнаграждения спрямо базисната 2020 г. е с 16%, което означава нарастване на средната заплата от 1 143 лв. на 1 326 лв., като тази стойност е по-ниска с 37% от средното ниво в отрасъла - 1 823 лв.

Разходите за осигуровки и социални разходи са функция от разходите за заплати и възнаграждения и намаляването им е пряко обвързано с непризнаване на планираното увеличение, срещу което са изложени аргументи по-горе.

3. Възразява се срещу направената корекция в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“, с която е намалена общата (среднопретеглена) норма на възвръщаемост на капитала от 5,75% на 4,26%. Дружеството счита, че приложеният от КЕВР подход за определяне на нормата на възвращаемост на привлечения капитал е само един от възможните подходи за изчисляване и той се прилага за оценка на дружества от външни инвеститори, които не разполагат с достъп до информация за лихвените равнища по кредити, привлечени от анализираното дружество. Поради тази причина, като най-коректен измерител на нормата на възвращаемост на привлечения капитал е договорът за кредит на дружеството, в който лихвеният процент по кредита е 7,17%. Посочват, че тази стойност съставлява цената на привлечения капитал на дружеството и поради това тя трябва да бъде използвана при определянето на среднопретеглената норма на възвращаемост на капитала на дружеството.

Обръщат внимание, че при така определените лихви по кредитите и невъзможността да се осигури необходимото самоучастие, дружеството не е в състояние да привлече кредитен

ресурс, необходим за изпълнение на лицензионната дейност. Желаят извършените корекции да бъдат преразгледани и да бъдат отразени реалните лихвени равнища по договорите за кредит.

„Топлофикация-Разград“ АД посочва, че за определяне на НВ на собствения капитал на топлофикационните дружества е приложен Модел за оценка на капиталовите активи, но в доклада на работната група липсват изчисления за определяне на конкретната стойност на НВ на собствения капитал. Дружеството е представило собствени изчисления за нормата на възвръщаемост на собствения капитал с данни от сайта на БНБ за безрисковата премия и от сайта на Aswath Damodaran и посочва, че общата (среднопретеглена) норма на възвръщаемост на капитала следва да бъде 4,90%.

4. Възразява се срещу направената корекция в справка № 5 „ТИП в преноса“, при която технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 10 880 MWh (32,63%) на 9 380 MWh (28,13%) или с 1 500 MWh. Отчетните данни показват, че делът на технологичните разходи за 2018 г., 2019 г. и 2020 г. е съответно 31,20%, 31,87% и 33,46%. За новия регулаторен период дружеството е планирало технологичните разходи да са 32,63%. Считат, че дружеството не е в състояние да извършва инвестиции за намаляване на технологичните разходи и поради тази причина желаят извършената корекция да отпадне.

5. Посочва се, че с измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, е дадена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, като на стр. 108 от Доклада е изчислен надвзет приход на „Топлофикация- Разград“ АД за регулаторния период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. в размер на 234 хил. лв., а в посочената формула за изчисляване на недовзет/надвзет приход, е записано числото 246. Изчисленията на дружеството показват, че надвзетия приход за предходния регулаторен период е 234 хил. лв., като след заместване на данните в ценовия модел, необходимите приходи на дружеството за новия регулаторен период се получават 5 620 хил. лв., което е с 39 хил. лв. повече от посочения в Доклада. Счита, че се касае за техническа грешка, която следва да бъде отстранена.

„Топлофикация-Разград“ АД счита, че в резултат на направените корекции дружеството ще получи по-малко приходи в размер на 322 хил. лв., вследствие на намалени разходи и норма на възвръщаемост на капитала и техническа грешка при извършената корекция по надвзет приход. Счита, че това е директна загуба за дружеството, която ще задълбочи неговата декапитализация и ще го доведе до невъзможност за изпълнение на лицензионните му задължения. Поради това е направено искане да се извърши промяна на предложените в Доклада цени на топлинна и електрическа енергия от комбинирано производство за следващия ценови период в съответствие със заявеното от дружеството.

Към възраженията е приложена обосновка за образуване на разходите за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. на „Топлофикация-Разград“ АД за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възраженията относно извършените корекции на разходите за ремонт и на разходите за заплати и възнаграждения не се приемат.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 69,55% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/тон през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт дори с минимален процент е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на

дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

2. Възражението на дружеството относно изчислението на общата (среднопретеглена) норма на възвръщаемост на капитала не се приема.

Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход. Съгласно чл. 15 от НРЦЕЕ и чл. 10 от НРЦТЕ Комисията определя целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, за прогнозния регулаторен период.

3. Възражението относно корекцията на технологичните разходи по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че утвърждаването в цените на топлинната енергия на 28,13% технологични разходи по преноса е основание дружеството да предприеме мерки по обследване на причините за високия процент и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния потребител на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като

лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им, е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на потребителите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

4. Възражението на дружеството относно корекциите на необходимите приходи по природен газ се приема.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Разград“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 238,09 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 113,02 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 100,96 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 6 038 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 842 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 391 хил. лв. и променливи – 4 451 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 600 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 23 960 MWh

<u>9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив</u>

С писмо вх. № Е-14-56-4 от 16.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.2, т. I.5, т. I.8, т. I.12, т. II.2, т. II.4, т. II.7 и отчетни справки за 2020 г. по ЕССО.

Съгласно данните в представения ценови модел изчислените цени на енергия, без ДДС, са следните:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 358,94 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 84,42 лв./MWh;

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 404,00 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 79,82% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 64,18% по-ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството не предвижда изменение на разходите спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.). Също така не предвижда разходи за инвестиции през следващия регулаторен период.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 130 хил. лв. на 72 хил. лв. или с 58 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 90 хил. лв. на 80 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 56 хил. лв. на 55 хил. лв. или с 1 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,92% на 5,25% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 112 MWh (44,55%) на 812 MWh (32,53%) или с 300 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 47,44 лв./MWh;

3. Пренос – 0,65 лв./MWh;

4 . Достъп – 3,32 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 51,41 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	91	109	109	95	93	93	0	0	**590**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,83**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	34,00	35,00	35,00	**29,21**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,26	0,78	0,35	0,51	0,15	0,00	0,00	**2,2**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**29,08**
		-19,10	-18,67	-22,46	-24,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,81	-2,71	-10,27	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	9,55	9,34	11,23	12,36	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	36,36	40,14	**29,08**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 386,04 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 72,60 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 1 029 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 991 хил. лв., от които условно-постоянни – 520 хил. лв. и променливи – 472 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 916 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 684 MWh

10. „Топлофикация Русе“ АД

С писмо с вх. № Е-14-09-6 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2021 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 305,25 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 152,29 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 105,42 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 471,25 лв./knm^3;
- цена на въглища – 266,38 лв./t при калоричност 5 003 kcal/kg;
- цена на мазут – 793,00 лв./t при калоричност 10 088 kcal/kg;
- цена на биогориво – 86,12 лв./t при калоричност 3 685 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на предложените за утвърждаване цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., както следва:

Производство на електрическа и топлинна енергия

Като базова година при планиране на цените от 01.07.2021 г. са използвани данните от 2020 г., като са актуализирали, както следва:

1. Увеличени са планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода във връзка с планове за присъединяване на нови потребители и очаквано по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите през следващия отоплителен период (зимата на 2020 г. е била с по-високи температури от предвидените).

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през 2020 г. в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и топлинна енергия с топлоносител водна пара. Очаква се увеличение и на произведената електрическа енергия, поради повишение на собствените нужди с почти 5% в абсолютна стойност (от 17,37% на 22,30% средно за ценовия период), поради въвеждането в експлоатация на инсталация за очистване на димни газове (ИОДГ – СОИ) в дружеството.

Приложено е заверено копие на „Технически проект за изграждане на ИОДГ-СОИ в ТЕЦ.

3. Количеството на горивото за новия ценови период е планирано в съответствие с прогнозното увеличение на производството на електрическа и топлинна енергия, при запазване на общата ефективност, отчетена през 2020 г.

4. Отделените въглеродни емисии през новия ценови период от 01.07.2021 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.01.2020 г. - 30.06.2021 г. Количеството въглеродните квоти, които ще бъдат закупени през новия ценови период, ще е по-голямо от тези за базовия период по следните две причини:

- Нарастване на общия обем на отделените емисии във връзка с увеличаване на производството, съответно изгаряне на по-голямо количество горивото през новия период;

- За ценовия период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. дружеството не е предвидило безплатни квоти за разпределение по чл. 10а и чл. 10 в от Директива 2003/87/ЕО, поради следните съображения:

• относно квотите по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО дружеството е подало необходимите документи (Формуляр за нивото на активност), който следва да бъде верифициран и подаден в МОСВ в срок до 31.03.2021 г. На основата на същия МОСВ следва да одобри предвидените във Формуляра квоти по чл. 10а за периода 2021 г. - 2025 г. Поради липсата на окончателно одобрение и разпределение не са предвидени квоти по чл. 10а в ценовия модел на този етап.

• относно квотите по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, към момента съществува Проект на Правила за организацията и контрола по изпълнението на „Национална рамка за инвестиции за периода 2021 – 2030 г., според който квотите по чл. 10в следва да се разпределят на тръжна процедура за изпълнение на инвестиционни проекти, предложени от желаещите оператори.

Правилата все още са във фаза проект, няма проведени тръжни процедури и съответно не са предвидени квоти по чл. 10в.

<u>Икономически показатели</u>

I. Разходи за основно гориво

Разчетите за цени на електрическа и топлинна енергия са изготвени при цена на въглища, определена както следва:

Очаквани доставки на въглища:

1. През периода от 01.03.2021 г. - 30.06.2021 г.: 25 000 t по доставна цена 156,50 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе.

За периода са предвидени допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проби на Пристанище Русе в размер на 6,63 лв./t;

2. През периода 01.07.2021 г. - 31.12.2021 г.: 60 632 t по доставна цена 156,50 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе.

Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода са предвидени в размер на 6,34 лв./t;

3. Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.2022 - 30.06.2022 год.: 63 800 t по доставна цена 156,50 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение 6,63 лв./t.

4. По отношение на качеството на основното гориво:

„Топлофикация Русе“ ЕАД е централа със специфика на производствените мощности, като основното гориво за производството на електрическа и топлинна енергия са въглища с характеристики, които не са налични като залежи в страната. Изискванията към въглищата са заложени в комплексното разрешително - поставени са условия за използване на твърдо гориво със съдържание на сяра под 0,4% и летливи вещества под 10%. За осъществяване на производствената дейност спрямо дружеството са заложени и сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Това налага все по-високи и специфични изисквания към характеристиките на използваните горива и значително ограничава района, от който може да се доставят въглища с нужните показатели, даващи възможност за

изпълнение на екологичните ограничения. На практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия, като за постигане на исканите характеристики се налага предварителна обработка - раздробяване, смесване и хомогенизиране. Всичко гореизброено, допълнено и от факта, че в този географски район работят крайно ограничен брой доставчици, прави цената на такъв тип въглища доста по-висока.

Към момента „Топлофикация Русе“ ЕАД продължава да ползва услугите на „Дайнинг Енерджи“ ЕООД като доставчик, специализиран в тази област, който е гарант пред производителите от Русия за своевременното плащане на цената на доставените въглища. Предвид спецификата на въглищата и пазарните условия договорената цена на тон въглища е в размер на 156,50 USD/t. В тази цена се включва цената, заплащана на производителя от „Дайнинг енерджи“ ЕООД, както и всички необходими разходи до пристанище Русе, вкл. транспортни разходи, застраховки и др.

Изчислената цена на въглищата по доставки в рамките на ценовия период по утвърден от КЕВР образец на Справка - Приложение № 2, е 259,75 лв./t.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ ЕАД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в ценовия модел за образуване на цените е:

259,75 лв./t + 6,63 лв./t = 266,38 лв./t,

където 6,63 лв/t са допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба на Пристанище Русе.

Цената е изчислена при валутен курс 1,65973 лв./USD.

II. Цена на природния газ: за целия разглеждан период е приложена цена в размер на 471,25 лв./knm^3, съгласно Приложение № 2 и цената за м. април 2021 г. от откритото заседание на КЕВР във връзка със заявлението на „Булгаргаз“ ЕАД за цена на природния газ.

Обосновка на прогнозната цена на природния газ:

Влезлите в сила от 01.10.2017 г. нови правила при формиране на крайната цена на природния газ дават възможност за предварителна заявка на капацитетни продукти. Тяхната цена е най-висока при непостоянно потребление и невъзможност за точно предвиждане на използваните количества газ, каквито са условията на работа в „Топлофикация Русе“ АД. При условията на изгаряне на природен газ в централата предварителното резервиране на капацитет за дружеството в повечето случаи би довело до по-големи разходи. Това се дължи на факта, че заявеният капацитет при всички случаи се заплаща, независимо дали и в каква степен е използвано спомагателното гориво.

III. Цената на мазута за разглеждания период е 793,00 лв./t.

IV. Разходите за купена електрическа енергия за отчетния период възлизат на 1 569 хил. лв. Те се дължат на два фактора - разходи за електроенергия, закупена при престой на централата и балансираща енергия за отклоненията от производствения график. Повечето и по-продължителни аварийни престои през настоящия отоплителен сезон, както и непредвидимите колебания в топлинните товари, са довели до по-голям размер на разходите за купена електроенергия в сравнение с предходни години.

V. Условно постоянните разходи са прогнозирани при отчитане влиянието на следните фактори:

1. Основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други) са прогнозирани на база разчети за необходимите разходи на дружеството за регулаторния период, представени подробно в справка „Отчет и разчет на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията“. Завишението е следствие от обвързаността на цената на услугите с увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2021 г.

2. Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2020 г. с 10%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2020 г. е в размер на 1 496 лв., спрямо средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която по данни на НСИ за 2020 г. е в размер на 2 431 лв.

3. Разходите за ремонт са планирани на база неотложни потребности от основни ремонти и текуща поддръжка на съоръженията.

4. Разходите за амортизации са изчислени при спазване изискванията на чл. 31 и чл. 31.1 от Указания-НВ.

5. Разходите за материали за текущо поддържане и останалите условно-постоянни разходи са завишени незначително, като това увеличение е във връзка с увеличената продължителност на работа на централата спрямо базовия период.

6. Относно позиция „Разлика в цени за топлинна енергия с гореща вода по решение на КЕВР № Ц-10 от 01.07.2018 г. и решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. за „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ обосновката е следната:

Съгласно Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР, на Топлофикация Русе АД е одобрена цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода в размер на 82,62 лв./MWh и количество 325 896 MWh.

След влязло в сила Решение № 3308 от 16.05.2019 г. на Административен съд - София град, КЕВР е приела Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г., с което утвърждава цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода в размер на 84,86 лв./MWh за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г.

До влизане в сила на Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. на КЕВР „Топлофикация Русе“ АД е продало 276 196 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода на цена от 82,62 лв./MWh., което при разликата от 2,24 лв./MWh в сравнение с утвърдената с Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. цена представлява невзет приход за дружеството на стойност 618 679 лв.

Този невзет приход следва да бъде включен в разходната база при утвърждаването на цени за електрическа и топлинна енергия за ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.

7. Относно позиция „Разлика в прогнозни (по решение № Ц-28 от 01.07.2020 г.) и отчетени цени за CO_2 емисии“ на ред 5.29 от т. 5 „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, позовавайки се чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, „Топлофикация Русе“ АД отчита в повече 7 582,25 хил. лв. направени разходи, дължащи се на разликата в прогнозните (по решение № Ц-28 от 01.07.2020г.) и отчетените цени за CO_2 емисии, съответно 22 евро/t и 45,30 евро/t.

8. За позиция „химикали и реагенти“ от променливите разходи е предвидено десетпроцентно увеличение на използваните досега консумативи. Съществено влияние върху разходите ще окаже влизането в експлоатация на инсталация за очистване на димни газове ИОДГ-СОИ. При нейната работа се използва адитив - реагент калциев карбонат. Разходите за този адитив, при норма от 3,6 t/h и цена от 140 лв./t, възлизат на стойност 4 355 хил. лв.

9. При изчисляване на регулаторната база на активите са спазени изискванията на чл. 30 от Указания-НВ.

10. Спазено е указанието за прилагане норма на възвращаемост на собствения капитал в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период.

VI. В резултат на извършените изчисления по справките от ценовия модел за новия регулаторен период са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 103 855 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-14-09-9 от 23.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-09-6 от 17.05.2021 г. дружеството е представило следната обосновка на приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения:

Стойността на тези приходи е отчетената за периода 01.07.2020 г. – 31.03.2021 г. и е в размер на 5 200 лв. Тези приходи дружеството използва за образуване на съдебни производства срещу длъжници по дела за доставена, но неплатена топлинна енергия, заплащане на разноски по дела, по които дружеството е ответник, като същите са извадени от общите разходи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 2,24% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 2,27% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода и пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода и пара са завишени с 2,04%спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 64,06% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 415,49%. Дружеството предвижда увеличение на общата стойност на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 81,12%.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 4 058 хил. лв. на 3 807 хил. лв. или с 251 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 689 хил. лв. на 655 хил. лв. или с 34 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 5 477 хил. лв. на 5 277 хил. лв. или с 200 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 6 722 хил. лв. на 6 066 хил. лв. или с 656 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 715 хил. лв. на 1 567 хил. лв. или със 148 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 3 071 хил. лв. на 2 730 хил. лв. или с 341 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции, изброени по-долу, са коригирани като неприсъщи разходи. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход, а именно:

1. Такса дялово разпределение от 258 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 258 хил. лв.;

2. „Други разходи по нормативни актове“ е коригирана от 2 923 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 923 хил. лв.;

3. Провизии при пенсиониране от 51 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 51 хил. лв.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 18 164 хил. лв. на 20 450 хил. лв. или с 2 286 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 205 017 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

„Топлофикация Русе“ АД

01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.						
		Вид гориво				
Показател	Димензия	въглища	мазут	природен газ	карбамид	**Общо**
1. Емисионен фактор:	$tCO_2/TJ(t)$	88,2979	77,4000	55,5390	0,7300	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	20,197	40,000	34,244		
3. Коефициент на окисление:	-	0,9184	1	1	1	
4. Количество гориво:	$t\ (knm^3)$	123 813,02	100,00	1 000,00	29,02	
5. Емисии CO_2	t.	202 784,8	309,6	1901,9	21,2	**205 017**

Прогнозни емисии CO_2 – 205 017 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 205 017 **t X** 99,75 лв./t **= 20 450 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са:

1. Природен газ – 1 000 knm^3;
2. Въглища – 123 813 t;
3. Мазут – 100 t.;
4. Карбамид – 29,02 t;

2. Биомаса – 98 549 t.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,69% на 4,44% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 194 740 MWh (38,26%) на 116 740 MWh (24,84%) или с 39 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,33лв./MWh;
3. Капацитет – 7,58 лв./MWh;
4. Пренос – 0,58 лв./MWh;
5. Достъп – 5,35 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 59,84 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 178	721	158	0	442	969	1 578	2 044	1 071	530	530	530	**9 751**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,30**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,96	18,53	22,24	0,00	27,93	27,48	26,66	30,09	28,35	31,77	31,77	31,77	**26,93**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	4,76	3,22	0,11	0,00	0,87	2,37	11,52	7,89	6,01	1,23	0,03	-1,97	**36**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,27**
		-0,14	-0,14	-0,22	-24,72	-0,28	-0,22	-0,27	-0,30	-0,29	-1,42	-5,94	-13,50	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,03	18,60	22,35	12,36	28,07	27,59	26,80	30,24	28,50	32,48	34,74	38,52	**27,60**

2. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**155 779**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-2 733**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -2 696,90

С писмо с вх. № Е-12-23-1 от 02.06.2021 г. „Топлофикация Русе“ АД е представило възражение, както следва:

1. Възразяват срещу извършените корекции на **разходите за амортизации**, съответно в производството с 251 хил. лв. и в преноса на топлинна енергия с 34 хил. лв., като е посочено, че предстои въвеждането на нови активи, с което амортизациите за новия ценови период ще се увеличат съществено.

2. Възразява се срещу извършените корекции на **разходите за заплати и възнаграждения** в размер на 656 хил. лв. Към момента предвидените по-високи разходи за работни заплати и осигурителни вноски от началото на 2021 г. са факт и има 12% увеличение на възнагражденията за първите 4 месеца на годината, сравними със същия период на 2020 г. Отчетената средна месечна работна заплата в „Топлофикация Русе“ АД за 2020 г. в размер на 1 496 лв. изостава в сравнение със средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“ по данни на НСИ за 2020 г., която е в размер на 2 431 лв. Посочва се, че изоставането на заплатите и възнагражденията е с 38% и увеличението на разходите за това перо с 10% спрямо отчетените през 2020 г. ще се отрази благоприятно и мотивиращо на служителите.

3. Възразява се срещу непризнаването на „**Такса дялово разпределение**“ в размер на 258 хил. лв. като разход, който „Топлофикация Русе“ АД ежемесечно заплаща на дружествата – топлинни счетоводители, които отчитат използваната топлинна енергия.

4. Възразява се срещу намалението на „**Такса инкасо**“ в размер на 57 хил. лв., тъй като през 2020 г. са заплатени 52 хил. лв. и ежемесечно продължават да се заплащат такси към фирмите, чрез които се събират постъпленията от отчетената топлинна енергия от клиентите на „Топлофикация Русе“ АД.

5. Изразено е несъгласие с **непризнаването на провизии за пенсиониране**, тъй като съгласно чл. 222, ал. 3 от Кодекса на труда работодателят трябва да изплаща еднократни обезщетения при пенсионирането на служителите, които са отразени в разходи за провизии при пенсиониране.

6. Дружеството възразява срещу намалението на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ.

Предвид очакваното завишение на производството на електрическа и топлинна енергия и въвеждането на инсталация за очистване на димни газове, се налага увеличение на отчетените през 2020 г. условно-постоянни разходи в размер на 3 438 хил. лв. „Топлофикация Русе“ АД не е съгласно с направената корекция в Доклада по отношение на УПР, като счита, че посочените от дружеството стойности на разходите са прецизирани и необходими за нормалното обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочни задължения на дружеството.

7. Дружеството настоява да бъдат приети **разходи в размер на 4 355 хил. лв. за химикали и реагенти**, **които са част от променливите разходи,** и са свързани с въвеждането в експлоатация на инсталация за очистване на димни газове ИОДГ-СОИ през 2021 г. При нейната работа се използва адитив - реагент калциев карбонат при норма от 3,6 t/h и цена от 140 лв./t, който разход не е взет предвид при определянето на цените за новия ценови период

8. Дружеството посочва, че на стр. 124 от Доклада е допуснато несъответствие при изчисляването на „надвзет/недовзет приход от емисии“, като вярната стойност следва да бъде в евро, а не в лева, а именно „-1 397 хил. евро“.

9. Изразено е несъгласие с използваната в Доклада отчетна цена на CO_2 квоти в размер на 30,97 евро/t CO_2 и дружеството посочва, че за изпълнение на законовите си задължения, са закупени 167 756 t при цена 45,30 евро/t и недовзетият приход от емисии е 3 630 хил. евро или 7 099 хил. лв.

10. Относно **прогнозните разходи за емисии на парникови газове** дружеството счита, че определената **цена от 47,00 евро/t.** е икономически необоснована, тъй като тенденцията за увеличаване на цените на CO_2 квоти ще продължи съобразно по-голямото им търсене на пазара, като посочва, че към момента на Европейската енергийна борса цените на CO_2 квотите са в размер на 52-53 евро/t.

11. Дружеството изразява несъгласие с **корекцията на общата норма на възвръщаемост на капитала** от 6,69% на 4,44% и не достига до изчисления от КЕВР процент.

12. По отношение на **технологичните разходи по преноса** на топлинна енергия,

дружеството посочва, че през новия ценови период предвидената топлинна енергия за разпределение е 314 207 MWh, като топлинната енергия с гореща вода за разпределение е с 34 654 MWh повече спрямо отчетената през 2020 г., съответно и загубите при доставка на топлинна енергия. Технологичните разходи по време на транспортирането и разпределението на топлинната енергия с гореща вода през 2020 г са в размер на 38,26% и са определени в съответствие с Методика за определяне на допустимите размери на технологични разходи на топлинна енергия при пренос“. Дружеството посочва, че технологичните загуби от излъчване през изолацията на тръбопроводите могат да се намалят чрез изпълнение на дейности от инвестиционната програма за топлопреносната мрежа, но процесът на подмяна на компрометирани участъци е дългосрочен и не може да доведе до предвиденото намаление на технологичните загуби за следващия регулаторен период. „Топлофикация Русе“ АД счита, че приетият в Доклада процент технологични загуби в размер на 24,84% не може да бъде постигнат, което оказва неблагоприятно влияние, както на образуваната цена в посока на намаление, така и в посока на увеличение на непризнати разходи за дружеството.

След прегледа на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации не се приема.

Въвеждането на нови активи през ценовия период обичайно се случва след спиране на отоплението и процес на изграждане на нови активи. Включването на разходите за амортизация за този ценови период би означавало, че активите са вече изградени и в редовна експлоатация, което не отговаря на обективната истина. Съгласно т. 31.1, б. „б“ от Указания-НВ „в разходите за амортизация не се включват амортизации и други разходи, свързани с реконструкция или ново придобиване на имущество за производство на електрическа и/или топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, което не е било въведено като актив към датата на подаване на заявлението за цени.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения не се приема.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 68,80% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата „топлоснабдяване“ се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт дори с минимален процент е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

3. Възражението на дружеството относно непризнаването на „Такса дялово разпределение“ в размер на 258 хил. лв. не се приема. Този разход е неприсъщ за лицензионната дейност. Такса „дялово разпределение“ се заплаща на топлопреносното дружество от клиентите отделно от сумите за ползвана топлинна енергия. Съгласно чл. 13 от Общи условия за продажба на топлинна енергия за битови нужди на потребители от системата на „Топлофикация Русе“ ЕАД, одобрени с Решение № ОУ-05 от 16.07.2012 г. на ДКЕВР, купувачът е длъжен да заплаща на продавача суми за извършване на услугата „дялово разпределение“ срещу издадени сметко-фактури (или фактури). Купувачът е длъжен да заплаща услугата „дялово разпределение“

ежемесечно.

4. Възражението на дружеството относно намалението на „Такса инкасо“ не се приема. Разходът е приравнен с отчетената стойност през ценовия период, в съответствие с т. 1 от общия подход.

5. Възражението на дружеството относно непризнаването на провизии за пенсиониране не се приема. Разходите за провизиране не са ценообразуващ разход.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на условно-постоянните разходи се приема частично като са включени допълнително 200 хил. лв. в разходите за ремонт, до достигане на завишение на разхода с 14 % спрямо отчетената стойност.

7. Възражението на дружеството по отношение на разходите за химикали и реагенти в размер на 4 355 хил. лв., които са част от променливите разходи се приема частично. Включени са допълнително 500 хил. лв. за реагенти за сероочистващата инсталация.

8. **Възражението на дружеството относно корекциите на необходимите приходи се приема.**

Допуснатата неточност при изчисленията на недовзетия приход, свързана с превалутирането на разходите за емисии, е отстранена.

9. По отношение на използваната в Доклада отчетна цена на CO_2 квоти в размер на 30,97 евро/t CO_2, следва да се има предвид, че в изпълнение на чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ тя е получена като средна отчетна цена от проведените в периода 01.07.2020 г. - 15.04.2021 г. първични търгове (Primary market auction) на Европейската енергийна борса, като не са взети предвид постигнатите отчетни цени на CO_2 квоти на проведените търгове на германската и полската борси, както и тези за авиационни оператори. Използваните данни са публично достъпни на официалния интернет сайт на Европейската енергийна борса, в меню: Market data-→Environmental Markets-→Auction Market-→ Information Downloads. Видно от цитираните разпоредби при изчисляване на корекциите на необходимите приходи не се вземат предвид цените, по които дружествата са закупили квоти, когато същите са по-ниски или по-високи от отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период

10. Относно прогнозната цена на CO_2 квоти – възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

11. Възражението на дружеството относно корекцията на общата норма на възвръщаемост на капитала от 6,69% на 4,44% не се приема.

Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход.

12. Възражението на дружеството относно корекцията на технологичните разходи по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че утвърждаването в цените на топлинната енергия на 20% технологични разходи по преноса е основание дружеството да предприеме мерки по обследване на причините за високия процент и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен

размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния потребител на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им, е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на потребителите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 400 MW, като инсталираната електрическа мощност в топлофикационната част е 180 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Русе“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 264,05 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 138,98 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,51 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 133,01 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 91 022 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 89 143 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 209 хил. лв. и променливи – 65 933 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 42 323 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,44%
- Електрическа енергия – 228 500 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 225 000 MWh
  - от некомбинирано производство – 3 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 311 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 353 207 MWh

11. „Топлофикация – Перник“ АД

С писмо с вх. № Е-14-03-6 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.9, т. I.10, т. I.12, т. II.7 и т. II.8 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 260,85 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 117,89 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 44,28 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглища – 74,27 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 2 300 kcal/kg;
- цена на природен газ – 393,60 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Обосновката на дружеството е следната:

Прогнозната информация е определена въз основа на избраната 2020 г. за базисна година съгласно глава I, т. 5 от Указания-НВ.

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производството на топлинна и електрическа енергия.

Производство на топлинна енергия:

Отпусната от съоръженията топлинна енергия (708 313 MWh) през прогнозния период е с 8,94% повече от отчетната година и е в размер на 771 650 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- *Предвижда се броят потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази спрямо отчетния период.*
  - *Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 52,87%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се намалят до 47,43%.*

Основният фактор, пряко влияещ на производството на топлинна енергия с гореща вода, е задоволяване нуждите на потребителите при различни външни температури.

Производство на електрическа енергия.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, издадена от Министерство на икономиката и енергетиката (Наредба № РД-16-267), и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство ВЕКП, при ΔF>=10%.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 280 370 MWh, а за новия ценови период се планира да бъдат произведени 296 602 MWh.

Продадена електрическа енергия.

През отчетната 2020 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 221 510 MWh на свободния пазар, от които 202 751 MWh са от ВЕКП, компенсирано с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електрическа енергия през 2020 г. е в размер на 213 487 MWh, през новия регулаторен период количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 222 034 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Топлофикация-Перник“ АД през новия ценови период 01.07.2020 г.—30.06.2021 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2020 г.

Електрическа енергия за собствени нужди:

Електрическата енергия за собствени нужди през новия ценови период е 74 568 MWh в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I т.5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза):

Изпълнението на дейностите от ремонтната програма на дружеството за 2020 г възлиза на 877 хил. лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията.

През ценови период 07.2021 - 06.2022 г. са предвидени общо разходи за ремонт в размер на 2 897 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди (Приложение 3).

Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Инвестиционна програма

През новия регулаторен период дружеството ще продължи да изпълнява част от дейностите, заложени в настоящия. Предвидени са инвестиции за проектиране и изграждане на депо за съхраняване на промишлените отпадъци от дейността и рекултивация на Сгуроотвал “7-ми септември” с цел изпълнение на екологичните норми. При основните съоръжения на централата ще бъдат подменени екрани на ПГ5. Ще бъдат доставени и подменени клапи преди прахоконцентратори на ПГ5. За периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. ще се инвестира в ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията възлиза на 89 719 хил. лв.

„Топлофикация-Перник“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно техническите изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

В съответствие с Указания-НВ в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно т. 32.5. от Раздел II на Указания-НВ.

За новия ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г. оборотният капитал е в размер на 23 816 хил. лв.

Норма на възвръщаемост

Използваната Норма на възвръщаемост на собствения капитал е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Използваната Норма на възвръщаемост на привлечения капитал – съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2020 г., е 3,24 %.

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл.31.1.б.«б» от Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Топлофикация-Перник“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. разходите за амортизации са на нивото на 2020 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната 2020 г. възлизат на 10 391 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 8 371 хил. лв. и за осигуровки 2 020 хил. лв. За новия период необходимите разходи са завишени на 9 526 хил. лв. - разходи за заплати и 2 268 хил . лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.2021 г.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно - постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2020 г. с 1,80%. Отразени са в Приложение №1 -Разходи за производство.

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергии.

Дружеството е включило разходи в размер на 2 059 хил. лв., поради минал давностен срок за неполучени приходи от ценово решение № Ц-43 от 17.12.2020 г. (Приложение: Справка топлинна енергия 2018 – 2019 г.).

Променливи разходи

В променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Информацията за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2020 г.

***Основно гориво** за периода 01.07.2021-30.06.2022 г.*

Дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от:

- сурови кафяви въглища - Определянето на разходите за гориво за ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. е в съответствие с Договор № 102 от 2014 г. за покупко – продажба на кафяви въглища, доставяни от „Хийт Енерджи“ ЕООД.

- Обогатено енергийно гориво (ОЕГ), доставяно съгласно Договор от 01.11.2013 г. между „Топлофикация-Перник“ АД и „Хийт Енерджи“ ЕООД

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2021 г., за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 74,27 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 2 100 kcal/kg.

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги през новия ценови период:

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия през новия ценови период възлизат на 180 хил. лв. Те включват промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 3 446 хил. лв. и включват електрическа енергия за АС, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар.

Разходите за консумативи за новия ценови период възлизат на 937 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии;

Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, хидротан, хидро-хикс, ферихлорид, железен сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли;

Разходите за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2020 г.

Разходи за закупуване на емисии на парникови газове:

В съответствие с изискванията на нормативната база ТЕЦ „Република" притежава издадено от Изпълнителна агенция по околна среда (ИАОС) разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към 30.03.2021 г.

Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година да предостави в ИАОС верифициран „Доклад за емисии на парникови газове". На 30.03.2021 г. в ИАОС е представен верификационен доклад на дружеството. Към момента не е получено от ИАОС потвърдително писмо.

До 30 април ежегодно дружеството е задължено да осигури квоти в размер, равен на верифицираните по сметката си в „Регистъра за емисии на парникови газове" (при неизпълнение на това задължение на операторите се налагат санкции в размер 100 евро/t всеки тон невърнати квоти на емисии.

Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

За 2020 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 105 109 t. Данните са от 30.03.2021 г.

В срок до 15.04.2021 г. се очаква потвърдително писмо от ИАОС относно приемане на доклада.

За 2020 г. към 30.03.2021 г. са закупени 105 109 квоти за емисии.

Разходи за емисии за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. прогнозното количество на закупените емисии ще бъде: 328 263 t при изгорени твърди горива – 486 150 t, природен газ - 26 800 000 m^3.

С писмо с вх. № Е-14-03-9 от 17.05.2021 г. дружеството е представило следната обосновка на приходите от юрисконсултски възнаграждения:

„Топлофикация - Перник" АД претендира присъждане в полза на дружеството на юрисконсултски възнаграждения по дела, по които дружеството е защитавано от юрисконсулт. Правното основание за това е изведено и регламентирано в чл. 78, ал. 8 от ГПК, като присъжданите от съда юрисконсултски възнаграждения в полза на дружеството са съобразени с разпоредбата на чл. 37 от Закона за правната помощ. Размерът на претендираните за присъждане юрисконсултски възнаграждения от страна на „Топлофикация - Перник" АД е съобразен и с разпоредбите на Наредба № 1 от 9 юли 2004 г. за минималните размери на адвокатските възнаграждения.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 1,46% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 12,99% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 8,77% намаление на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени със 7,20% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 10,72% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 304,35%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 24,48%.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи" са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 186 хил. лв. на 110 хил. лв. или със 76 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса,

съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 1 860 хил. лв. на 970 хил. лв. или с 890 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 11% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 9 526 хил. лв. на 8 371 хил. лв. или с 1 155 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 2 268 хил. лв. на 2 020 хил. лв. или с 248 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 3 518 хил. лв. на 3 116 хил. лв. или с 402 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 13 082 хил. лв. на 14 653 хил. лв. или с 1 571 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 146 906 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател		Вид гориво		Общо
	Димензия	Природен газ	Въглища/ биомаса	
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,530	67	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,54	8,80	
3. Коефициент на окисление:	-	100,00	89	
4. Количество на горивото:	$t(knm^3)$	26 800	182 000	
5. Емисии CO_2	t	51 403	95 503	146 906

Прогнозни емисии CO_2 – 146 906 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 146 906 t X 99,75 лв./t **= 14 653 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **природен газ – 26 800 knm^3 и въглища/биомаса – 182 000 t**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,05% на 4,14% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирана е цената на въглищата от 74,27 лв./$t_{нг}$ на 65,30 лв./$t_{нг}$ (с 8,97 лв./$t_{нг}$) при долна калоричност 2 100 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2020 г., съгласно т. 8 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 172 050 MWh (47,43%) на 77 050 MWh (21,24%) или с 95 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и

в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,39 лв./MWh;
3. Пренос – 0,63 лв./MWh;
4. Достъп – 6,46 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 53,48 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 627	1 530	3 618	5 929	4 336	10 790	16 518	11 872	5 780	3 680	3 155	2 630	**71 464**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,95**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,06	18,64	22,38	24,58	28,14	27,65	26,92	30,36	28,61	30,00	30,00	30,00	**27,44**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	6,49	6,75	2,35	31,96	8,09	25,51	118,51	44,23	31,64	11,79	2,98	-7,46	**283**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,55**
		-0,04	-0,03	-0,08	-0,14	-0,07	-0,05	-0,01	-0,03	-0,03	-3,19	-7,71	-15,27	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,08	18,66	22,42	24,65	28,17	27,68	26,93	30,37	28,63	31,60	33,86	37,64	**27,99**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**105 054**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-1 843,04**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -1 560,20

С писмо вх. № Е-14-03-12 от 02.06.2021 г. „Топлофикация Перник“ АД е представило следното възражение:

1. Възразява се срещу извършеното **намаление на разходите за амортизации в преноса** със 76 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход. Намалението е необосновано, немотивирано и не почива на никаква икономическа логика, а само на възприет административен подход за механично намаление на разходите без да се отчита, че сроковете за амортизация на различните групи активи имат различен полезен живот. Заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период са запазени в размер на достигнатите по отчет през 2020 г. През 2021 г. предстои да бъде извършен частичен ремонт на топлопреносна мрежа, поради зачестили аварии - приложена е Ремонтна програма.

2. Възразява се срещу намалените **разходи за ремонт** в производството и преноса с 890 хил. лв., в съответствие с т. 1.2. от приетия общ подход. Предвид годините на експлоатация на топлопреносната мрежа и работните часове на котли и турбини, през настоящия ценови период се налага извършването на неотложни ремонти в по-голям обем. Системното редуциране на разходите, необходими за поддържане на съоръженията за комбинирано производство и топлопреносната мрежа в нормално техническо състояние, води до очаквано нарастване дела на аварийните или неплановите ремонти.

3. **Разходите за заплати и възнаграждения** са завишени прогнозно на база влязло в сила от 01.01.2021 г. Постановление на МС № 331 от 26.11.2020 г. за определяне на новия размер на минималната работна заплата в страната, увеличен със 7%. За отчетния период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. разходите за заплати и възнаграждения са 8 371 хил. лв. Прогнозните разходи за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. за заплати и възнаграждения са увеличени на 9 526 хил. лв., което е увеличение с 11,0%.

Средната работна заплата за дейността „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия“ за 2020 г. е 2 148 лв., като за частния сектор е 1 823 лв.

В „Топлофикация Перник“ АД средната работна заплата за 2020 г. е значително по-ниска и е едва 1 336 лв.

С цел - спиране изтичането на висококвалифицирани кадри за 2021 г, е заложено увеличение, с което работните заплати в дружеството да се доближат до средните заплати в сектора. Също така в дружеството има подписан КТД, който влиза в сила от м. февруари 2021 г., и в него са заложени по-високи средства за изплащане на обезщетения при пенсиониране и социални разходи.

Вследствие заложените по-високи заплати са изчислени и разходите за осигурителни вноски.

4. Възразява се и срещу приетата **цена от 47 евро/t за емисии** на парникови газове, поради следните факти:

- към 01.06.2021 г. цената е 52,6 евро/t;
- за м. май 2021 г. цената е устойчиво над 50 евро/t с максимум от 56,49 евро/t;
- към 01.06.2021 г. борсите за търговия с емисии предлагат за месец март 2022 г. цена от 53,06 евро/t.

Дружеството счита, че е налице трайна тенденция за растеж на цените на квотите. През последния месец цените са с устойчива тенденция нагоре и се задържат над 50 евро/t, поради което се предлага прогнозна цена за емисии до 53 евро/t.

5. В таблица № 2 - **Корекция на въглеродни емисии** е допусната техническа грешка в надвзет/ненадвзет приход от въглеродни емисии. Сумата е равна на 1 843 хил. лв. /942,33 хил. евро/.

6. В разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, завишението основно се дължи на промяна в разходите за материали за текущо поддържане, за да може дружеството да изпълнява задълженията по лицензионните дейности, както и на разходите за безплатна храна съгласно утвърден нормативен акт.

7. Възразява се срещу извършената **корекция в цената на въглищата** от 74,27 лв./$t_{н.г.}$ на 65,30 лв./$t_{н.г.}$ (с 8,97 лв./$t_{н.г.}$) при калоричност 2100 kcal/kg.

„Топлофикация – Перник“ АД има сключени действащи договори и допълнителни споразумения с „Хийт Енерджи“ ЕООД за покупко-продажба на договорени количества въглища при цена 240 лв./$t_{у.г.}$ и за доставка срещу заплащане на брикети от енергийни лигнитни

въглища при цена 260 лв./$t_{у.г.}$

Отчитайки влошените показатели за качество в горивния микс е заложено по-голямо количество брикети от енергийни лигнитни въглища. След направени пресмятания, според необходимия микс от горива, за изпълнение на показателите, заложени в ценовия модел, средната цена на тон натурално гориво е 74,27 лв./t. Коригирането на цената на въглищата ще доведе до влошаване на финансовото състояние на дружеството с всички негативни последици от това - повишена аварийност на топлоизточника, смущения в качеството на подаваната гореща вода, напускане на висококвалифицирани кадри и т. н.

Изчислената средна цена на горивния микс е 72,86 лв./$t_{н.г.}$ - смес от въглища и брикети. Среднопретеглената цена между наличните количества на склад и по действащите договори за доставка съгласно Писмото на КЕВР е 74,27лв/$t_{н.г.}$

8. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост е коригирана от 6,05% на 4,14%. Дружеството не е съгласно с подхода, възприет от Комисията, за начина на определяне нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, приравнявайки я към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2020 г. по статистически данни на БНБ. Данните на БНБ са обобщени среднопретеглени за целия пазар през 2020 г. и не отчитат факта, че заемите са сключени през предходни регулаторни периоди. От друга страна дружеството няма задължение да извършва периодични предоговаряния на сключените договори за кредит или рефинансиране. Това е в противоречие с принципа на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените на енергийните предприятия трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвращаемост на капитал. Такова е и становището на Административен съд - София град по адм. дело № 8827 от 2017 г., потвърдено с решение № 7817 от 23.05.2019 г. на ВАС, както и решение № 972 от 16.02.2018 г. на Административен съд - София град по адм. дело № 5525 от 2017 г., потвърдено с решение № 6297 от 24.04.2019 г. на ВАС.

9. **Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса** за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са на база отчетен период - 2020 г. и са съобразени с реалното състояние на топлопреносната мрежа и АС, които са в експлоатация повече от 40 години. Мрежата работи при тежки експлоатационни условия, породени от наводнения на канали от питейни и канализационни води, което обуславя увеличен брой аварийни ситуации. Има въздушно положен тръбопровод, който е със силно компрометирана топлоизолация. Неговата дължина е 11 270 m, като повече от 35% от него са без или с частично нарушена изолация. Диаметрите на тръбите са по-големи от 600 mm.

Дружеството прави проучвания за изготвяне на проекти за осъществяване на инвестиционни намерения с цел подобряване работата на топлопреносната мрежа и АС, респективно намаляване загубите от топлоотдаване и изтичане.

Изготвени са технически задания и са получени оферти за проектиране на реконструкция /замяна/ на топлопреносни мрежи в централната градска част и кв. „Твърди ливади“.

Дружеството счита, че не е обосновано значителното намаление /95 000 MWh/ на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия.

То не е в състояние да обезпечи в кратък срок изпълнението на мерки, които биха довели до намаляване на разходите по преноса до 21,24%.

За да се достигне посоченият процент на технологични разходи е необходима пълна подмяна с нови на десетки километри топлопроводи, възстановяване топлоизолацията на всички магистрални топлопроводи и т. н. От друга страна, поради липса на допълнителни абонати и планове за привличане на нови клиенти на топлинна енергия, дружеството няма възможност за реализация на тези 95 000 MWh, дори и да бъдат изпълнени мерки за намаляване на загубите по преноса на топлинна енергия.

След преглед на постъпилото от дружеството възражение Комисията счита:

1. Възражението относно намаление на разходите за амортизации в преноса не се приема. Заложените от дружеството разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период не са в съответствие с правилата за определяне на разходите за амортизации за регулаторни цели. Нормативното основание за определянето на цените на топлинната и електрическата енергия са НРЦТЕ и НРЦЕЕ. В тях не са посочени изисквания относно начина на групиране на активите при определяне на амортизационните квоти, поради което активите са групирани съобразно регулираните дейности, за които на дружествата се утвърждават цени, а

именно – активи в производството и активи в преноса. Няма друг обективен критерий за групиране на активите. Разпоредбите на данъчното законодателство са неприложими при определяне на цени, които подлежат на регулиране по реда на ЗЕ, видно от разпоредбите на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ, а също и т. 31 от Указания - НВ, които изискват разходите за амортизации да се изчисляват на основата на обоснован от дружеството и признат от Комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод на амортизация. В енергийното законодателство към момента не са регламентирани срокове за амортизиране по групи активи, съобразно полезния им живот по групи, така както е прието като подход в данъчното законодателство. Разходите за ремонт, които са предвидени през новия ценови период не са основание за предварително увеличение на разходите за амортизация, понеже те не повишават стойността на актива. Съгласно т. 31.1, б. „б“ от Указания-НВ „в разходите за амортизация не се включват амортизации и други разходи, свързани с реконструкция или ново придобиване на имущество за производство на електрическа и/или топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, което не е било въведено като актив към датата на подаване на заявлението за цени“.

2. Възраженията относно корекцията на разходите за ремонт, разходите за заплати и възнаграждения и осигуровки и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ не се приемат.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 65,46% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на цената на услугата „топлоснабдяване“ се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

3. Относно прогнозната цена на CO_2 квоти – възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

4. Възражението на дружеството относно корекциите на необходимите приходи се приема.

Допуснатата неточност при изчисленията на недовзетия приход, свързана с превалутирането на разходите за емисии, е отстранена.

5. **Възражението на дружеството относно извършената корекция в цената на въглищата се приема частично**. Увеличена е допълнително коригираната цена на въглищата с 5% до 68,57 лв./t.

6. Възражението относно корекцията на нормата на възвръщаемост от 6,05% на 4,14% не се приема.

Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход. Съгласно чл. 15 от НРЦЕЕ и чл. 10 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на

възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. При утвърждаване на цени по метода „норма на възвръщаемост на капитала“ всички ценообразуващи елементи следва да имат прогнозен характер и се отнасят за прогнозния период.

7. Възражението относно корекцията на количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че утвърждаването в цените на топлинната енергия на 21,24% технологични разходи по преноса е основание дружеството да предприеме мерки по обследване на причините за високия процент и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиенти на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния потребител на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им, е на самото топлопреносно предприятие, поради

което е обосновано именно на него, а не на потребителите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Перник“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 231,37 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,30 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,32 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 51,10 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 96 356 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 93 184 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 123 хил. лв. и променливи – 70 061 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 76 665 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,14%
- Електрическа енергия – 222 034 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 212 134 MWh
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 9 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 285 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 408 900 MWh

<u>12. „Топлофикация Сливен“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Не е приложена информация по т. I.8 от Писмото.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 209,55 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара - 79,38 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 82,04 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 77,36 лв./t с калоричност 3 606 kcal/kg;
- цена на мазут – 885,00 лв./t калоричност 10 000 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 92,02 лв./t с калоричност 3 450 kcal/kg;

Обосновката на дружеството на прогнозните ценообразуващи елементи за ценови период 2021 г. - 2022 г. е следната:

1. ПРОИЗВОДСТВО.

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя и потреблението на клиентите на гореща вода. През 2020 г. дружеството е реализирало 101 519 MWh топлинна енергия с гореща вода. Отчитайки изминаващия сезон 2020 г. – 2021 г., който се характеризира с по-високи температури на въздуха, процесите, свързани с глобалното затопляне, ясно изразено самоограничаване на потреблението от страна на клиентите след оборудване на радиаторите с топлоразпределители, за

предстоящия ценови период е прогнозирано намаление на реализираната топлинна енергия с гореща вода спрямо 2020 г. на 98 102 MWh, или с 3 417 MWh по-малко. За 2020 г. продадената топлинна енергия с пара е 140 084 MWh. Намалените количества ползвана пара от един от клиентите поради намален износ на продукция, за предстоящия ценови период прогнозата е за намаление общо с 5 535 MWh, от 140 084 MWh на 134 549 MWh.

Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство в периода 10.06.2022 г. – 30.06.2022 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

Собствените нужди от електрическа енергия са съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения, свързани с подготовка на горивото за изгаряне, захранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

2. РАЗХОДИ.

2.1. Условно-постоянни разходи.

Предвидените УПР са запазени на нивото на отчетната 2020 г., като някои от тях са коригирани и актуализирани в рамките на до 10 процента.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2020 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок, и са запазени в същия размер.

Разходи за заплати:

От 01.01.2021 г. с постановление № 331/26.11.2020 г. на Министерски съвет минималната заплата за страната е увеличена от 610 лв. на 650 лв.. Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна на размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Друга причина, поради която е наложително увеличение на възнаграждението с 15%, е ниското възнаграждение за полагания труд в тежките условия на работа, все по- трудното задържане на персонал и голямо текучество на работници.

Разходи за охрана:

Съгласно договор за осъществяване на охрана на обекти на дружеството месечната издръжка се формира на база минималната работна заплата. Считано от 01.01.2021 г., вследствие увеличението ѝ на 650 лв., е актуализирана и общата сума, заложена в прогнозата за предстоящия ценови период.

***Разходите за вода** са запазени на нивото на базовата година.*

През тази година изтича двугодишния срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции. Предвижда се разходът за тези проверки да възлезе на 15 хил. лв., което е показано в модела, в разходи за проверка на уреди в преноса.

С Решение № Ц-044 от 17.12.2020 г. за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. КЕВР утвърждава на „Топлофикация-Сливен“ ЕАД цени на топлинна енергия по-високи от утвърдените с Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г., отнасящи се за същия период.

Поради изтеклия период от време и невъзможността със задна дата да се увеличат задълженията на клиентите, в настоящето заявление, в ценовия модел са включени необходими приходи, представляващи разлика между необходими приходи съгласно Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. и тези съгласно Решение № Ц-44 от 17.12.2020 г. Дружеството счита, че включването им сега, е извършено във възможно най-кратко време след тяхното утвърждаване.

С ремонтната програма за 2020 г. е продължила реализацията на стратегията за минимизиране аварийността на парогенератори, рехабилитация на турбинното и топлофикационно оборудване и възстановяване на спомагателни съоръжения, при спазване изискванията на нормативна база за контрол, експлоатация, ремонт на съоръжения и осигуряване на безопасни и здравословни условия на труд.

Направените разходи за ремонт по основни съоръжения, цехове и направления, са както следва:

На съоръжения за производство на електрическа и топлинна енергия – ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване; ремонт на съоръженията в горивоподаване; ремонти в

ел. цех, КИП и А - съоръжения; ремонт на съоръженията към ЕК1 и ЕК2 на обща стойност 1 561 хил. лв.

Аварийни и планови ремонти по основни топлопреносни магистрали, топлофикационни отклонения и АС на стойност 138 хил. лв.

Извършените мероприятия по съоръженията са за поддържане в изправност, без допускане на отклонения при нормалната работа и без настъпване на промяна в изпълнение на функциите им. Същите нямат характер на модернизация, подобрение, реконструкция и не са разходи с инвестиционен характер.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, недостигът на средства през 2020 г. е причина за частично изпълнение на планираните ремонтни дейности.

За осигуряване на свободен обем на ППС за сгуропепелни маси в размер на 100 000 m^3 се изпълнява обществена поръчка с обща първоначална стойност 600 хил. лв., от които 520 хил. лв. за дейността изгребване и депониране на сгуропепелни маси.

Съгласно Указания-НВ в УПР не са включени разходи, извършвани във връзка с приходи от присъединяване, услуги, разходи за придобиване на дълготрайни материални активи, и др.

В регулаторната база на активите са включени само тези активи, които са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Не са включени активи, които са свързани със социални разходи и др.

Стойността на оборотния капитал е определен съгл. т. 32.5 от Указания-НВ.

2.2. Променливи разходи:

Променливите разходи са за: горива; електрическа енергия; вода за технологични нужди; такса за водоползване съгл. Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване; реагенти за обработка на водата; консумативи за инсталацията за очистване на димните газове от серен диоксид; акциз съгласно Закона за акцизите и данъчните складове; квоти за емисии парникови газове.

***Разходи за горива -** През изминалата година са настъпили значими промени в пазарите на въглища и на цена на квоти емисии CO_2. С цел ограничаване и намаляване на разходите за дейността дружеството е направило преоценка за използване на възможни алтернативни горива. За осъществяване на тази цел дружеството е започнало изгаряне на биомаса в по-големи количества. Същевременно, основният източник на въглища трайно е ограничил производството си за нуждите на „Топлофикация-Сливен“ ЕАД. Дружеството е принудено да търси частично заместващи ги, единственият възможен вид гориво е вносни черни въглища. През последните месеци дружеството достави и започна изгаряне на такъв вид въглища. Поради това в производствената програма за следващия период е предвидено влагане в производство и на вносни черни въглища. Крайната цена на придобиване на вносните въглища до склада на „Топлофикация-Сливен“ ЕАД е 174,85 лв./t, без ДДС, и е формирана от покупна цена 146,85 лв./$t_{нг}$ (изчислена при цена 89 USD/$t_{нг}$ и курс на долара 1,65 лв.), 12 лв./t транспортни разходи и 16 лв./t митнически разходи.*

Изпълнявайки изискванията за постигане на допустими норми на отделяне на серен диоксид, през 2020 г. „Топлофикация-Сливен“ ЕАД е използвало хидратна вар за газоочистващата инсталация и химикали и реагенти (киселини, основи, йонообменна смола, вар за подготовка на водата за технологични нужди) в размер на 562 хил. лв. Наблюдаваната тенденция за голямо увеличение на цената на емисии парникови газове, каквито ползват и производителите на хидратна вар, се отразява и на продажната й цена, поради което дружеството предвижда с 10% увеличение на разходите за химикали и реагенти спрямо отчетените през 2020 г.

Минималното завишение на прогнозната сума на разхода за вода за технологични нужди е породено от по-големия брой работни часове на съоръженията за предстоящия ценови период спрямо 2020 г. и съответства на режима на работа на газоочистващата инсталация, необходимата вода за технологични нужди за захранване на парогенераторите, производство на пара с последващо преобразуване в електрическа и топлинна енергия при комбинирания цикъл, и за допълване на топлопреносната мрежа.

Вследствие включените АС за битови клиенти е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Очаква се и през следващия ценови период увеличение на този разход от присъединените през предходната година клиенти.

Независимо, че дружеството полага немалко усилия в намаляване на разходите за емисии парникови газове чрез използване на алтернативни горива, поради драстично увеличените цени на квотите, разходът за закупуването им е по-голям от отчетения за 2020 г.

Дружеството не разполага с безплатни квоти и предвижда да закупи цялото емитирано количество. Необходимото количество е изчислено за предвидените по производствена програма горива чрез формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, и постигнати показатели през отчетната 2020 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2021 г. – 2022 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуването им е изчислен при цена 45,50 евро/t, равна на покупната за 2020 г.

За 2020 г. „Топлофикация-Сливен" ЕАД е изпълнило задължението си за осигуряване на необходимите количества квоти емисии, като е закупило 70 831 квоти на обща стойност 6 303 269,11 лв. при единична цена 88,99026 лв. В изпълнение на чл. 24а от НРЦЕЕ дружеството е включило в ценовия модел в необходими приходи 3 256 119 лв., представляващи разлика между прогнозни и отчетени разходи за квоти въглеродни емисии за предходния ценови период, получени при следните изходни данни: количество закупени квоти за 2020 г. – 70 831, покупна цена 88,99026 лв., цена съгласно Решение № Ц-010 от 01.07.2020 г. – 43,02 лв., разлика в цените 45,97026 лв. Общата сума на разхода е 70831 X 45.97026 = 3 256 119 лв.

С писмо с вх. № Е-14-07-3 от 23.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 31.05.2021 г. дружеството е представило счетоводна справка за постъпили суми от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 912,85 лв.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 3,50% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 2,54% увеличение на количествата топлинна енергия с гореща вода спрямо отчетеното през предходния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 1,29% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 39,69% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 11,72% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 132,61%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 31,47%.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи" са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 2 563 хил. лв. на 2 263 хил. лв. или с 300 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена с 30% поради наличие на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход и наличие на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 5 714 хил. лв. на 4 969 хил. лв. или със 745 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 386 хил. лв. на 1 205 хил. лв. или със 181 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за минал период, съгласно решения на КЕВР са коригирани от 1 019 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 1 019 хил. лв., като разходи извън тези за регулаторна дейност и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 7 483 хил. лв. на 8 387 хил. лв. или с 904 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 84 084 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

		ВИД ГОРИВО				
ПОКАЗАТЕЛ	ДИМЕНСИЯ	ОЕГ	ЕНЕРГИЙНО ГОРИВО	ЧЕРНИ	МАЗУТ	ОБЩО
1.Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	87,05	83,25	97,94	77,4	88,73
2.Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	11,98	11,62	21,94	42,00	14,07
3.Коефициент на окисление:	-	94,23	94,23	94,23	100	94,25
4.Количество гориво:	t(knm^3)	46 200	9 600	14 400	240	70 440
5.Емисии CO_2	t	45 400	8 751	29 153	780	**84 084**

Прогнозни емисии CO_2 – 84 084 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 84 084 t X 99,75 лв./t **= 8 387 хил. лв.**

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,96% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**75 275**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , ЦII	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-1 320,61**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -1 320,61

С писмо с вх. № Е-14-07-8 от 02.06.2021 г. „Топлофикация – Сливен“ ЕАД е представило възражение, както следва:

1. Възразява се срещу извършените корекции на **разходите за ремонт**, които от планираните 2 563 хил. лв. са намалени до 2 263 хил. лв. или с 300 хил. лв., което представлява намаление с 12%. Намалението на тези разходи води до ограничаване на възможностите на дружеството да осигури необходимия финансов и организационен ресурс и ще доведе до проблеми в състоянието на съоръженията и прекъсвания на технологичния процес на централата. Това от своя страна ще доведе до затруднения при изпълнение на задълженията и доставката на топлинна енергия към клиентите на дружеството. Към възражението е приложена ремонтна програма на дружеството.

2. Дружеството посочва, че в Доклада има допусната техническа грешка при изчисляването на „надвзет/недовзет приход от емисии“, като изчислената и посочена корекция по въглеродни емисии е в евро (675,22 хил. евро) и същата не е превалутирана в левовата равностойност, която е 1 321 хил. лв.

3. Възразява се срещу извършените корекции на разходите за заплати и възнаграждения и дружеството счита, че посоченият в Доклада мотив не съдържа аргументирано взаимодействие между разходите за заплати и разходите за емисии. Посочва се, че разходите за емисии не зависят от действията на дружеството, тъй като цената им се определя от пазар извън страната, а разходите за заплати и осигуровки са важен инструмент за подобряване състоянието и поддържане на съоръженията и оборудванията в изправност. Дружеството изпитва недостиг на работници и специалисти, като основната причина за това е недостатъчният размер на трудовите възнаграждения, съответстващ на трудните условия на работа във въглищна централа.

Средната заплата в „Топлофикация-Сливен“ ЕАД е в размер на 1 382 лв., което представлява 65% от средната работна заплата за сектор „Енергетика“ (2 107 лв.). Дружеството счита, че недопускането на увеличение на възнагражденията е в противоречие с необходимостта и политиката за повишаване на доходите, което е заложено в ПМС № 331 от 26.11.2020 г. за повишение на минималната работна заплата за страната със 7%, от 610 лв. на 650 лв., считано от 01.01.2021 г. Възнагражденията не компенсират и годишната инфлация за 2020 г., която е 1,7%.

Чрез предвиденото 15% увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски ще се постигне адекватно на вложения труд възнаграждение за персонала и ще се предизвика интерес от страна на потенциални кандидати за работа.

4. Възразява се срещу приетата в Доклада прогнозна цена на CO_2 квоти в размер на 47,00 евро/t, като се посочва, че актуалната цена на емисиите преминава границата от 57 евро/t и се очаква да се повишава още.

След преглед на постъпилото от дружеството възражение Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт и на разходите за заплати и възнаграждения не се приема.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за основно гориво и емисии в структурата на разходите в рамките на 56,70% и при повишение на цената на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата „топлоснабдяване“ се повишава драстично само под влиянието на този обективен фактор. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му

регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

2. Възражението на дружеството относно корекциите на необходимите приходи се приема.

Допуснатата неточност при изчисленията на недовзетия приход, свързана с превалутирането на разходите за емисии, е отстранена.

3. Относно прогнозната цена на CO_2 квоти – възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Сливен“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 197,68 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 72,61 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,18 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,95 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 44 263 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 43 058 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 427 хил. лв. и променливи – 28 631 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 22 929 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия– 137 507 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 128 907 MWh
  - от невисокоефективно производство – 8 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 102 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 134 549 MWh

<u>13. „Топлофикация – Габрово“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-11-2 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Не е представена информация по т. II.6.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2021 г., както следва:

- Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 368,76 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 236,12 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- въглища – 186,00 лв./t при калоричност – 4 322 kcal/kg;
- цена на мазут – 635,00 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 121,29 лв./t при калоричност – 2 450 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка за изменение цените на топлинна и

електрическа електроенергия за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г., както следва:

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ.

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г. и отчетните за 2020 г.q и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период от 01.07.2021 г.

1.1. Обосновка на разходите за амортизации

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизация са включени 810 хил. лв. От тях 795 хил. лв. са амортизации за производство и 15 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство са разпределени по следния начин: 125 хил. лв. за електрическа енергия и 666 хил. лв. общо за двата продукта.

1.2. Обосновка на разходите за ремонт

Разходите, предвидени за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 399 хил. лв., в това число 339 хил. лв. в направление „Производство“ и 60 хил. лв. в направление „Пренос“.

1.3. Обосновка на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

За новия ценови период се предвижда разходите за заплати да бъдат 1 105 хил. лв. или увеличение с 9,4% в сравнение с отчетените за 2020 г. 1 010 хил. лв. Увеличението е направено поради значителното изоставане на ръста на заплащане в дружеството, както от средното в отрасъла, така и от фирмите в града и региона, което в последните години доведе до отлив на квалифициран управленски и изпълнителски персонал и незаети работни места.

1.4. Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2020 г. е 518 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 1 333 хил. лв. Значителното увеличение на тези разходи е поради следните причини:

- *Неполучен приход от топлинна енергия съгласно решение на КЕВР № Ц-45 от 17.12.2020 г.*

За регулаторния период 2018-2019 г. с решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. КЕВР е определила еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) - 89,34 лв./MWh. С решение № Ц-45 от 17.12.2020 г. КЕВР е коригирала цената на топлинната енергия с оглед спазване указанията на съда и е определила цена за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. в размер на 125.90 лв./MWh.

Неполученият приход за „Топлофикация-Габрово“ ЕАД е в размер на 650 146,48 лв. и е посочен в следната таблица:

Цена на ТЕ по решение № Ц-10 от 01.07.2018 г.	*89,34*	*лв./MWh*
Цена на ТЕ по решение № Ц-45 от 17.12.2020 г.	*125,9*	*лв./MWh*
Разлика в цената на ТЕ	*36,56*	*лв./MWh*
Реализирана ТЕ за периода от 01.07.2018 до 30.06.2019 г.	*17 783*	*лв./MWh*
Неполучен приход за „Топлофикация-Габрово“ ЕАД	*650 146,48*	*лв.*

• Установена е разлика между прогнозната и отчетната цена за емисии CO_2. Видно от приложения верифициран доклад през 2020 г. дружеството има емитирани 1 037 t емисии CO_2. Тъй като дружеството разполага само с 3 t са закупени безплатни емисии 1034 t на цена 45,5 евро/t, при приета прогнозна цена за емисии CO_2 от 21 евро/t за периода 01.07.2020 - 30.06.2021 г.. Съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ за следващия регулаторен период необходимите годишни приходи трябва да бъдат увеличени с установената разлика между прогнозните и отчетените разходи за закупуване на емисии CO_2, която е 47 000 лв.

1.5. Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител.

През новия ценови период от 01.07.2021 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и през 2019 г. също няма реализирани приходи от тези дейности.

1.6. Обосновка на променливите разходи:

1.6.1. Обосновка на прогнозните количества и разходите за горива

Разходите за горива в енергийната част, посочени в променливите разходи, са в съответствие с показателите по Справка № 4 „ТИП-Производство“.

- ***Обосновка на цената на въглищата.***

През прогнозния период се предвижда да бъдат изгорени 1 750 t черни въглища с долна топлина на изгаряне средно 4 200 kcal/kg. Прогнозната цена на въглищата е 186 лв./t и включва 172 лв./t натурално гориво и 14 лв./t транспортни разходи по дестинацията Свищов-Габрово.

- ***Обосновка за цената на основното гориво - биомаса.***

През прогнозния период се предвижда работа на котела на биомаса с общо количество гориво 21 000 t в съотношение дървесен чипс 13 100 t с долна топлина на изгаряне 2000 kcal/kg и пелети от слънчогледова люспа 7 900 t с долна топлина на изгаряне 3 200 kcal/kg. Средната калоричност на микса горива е 2 450 kcal/kg.

Таблица - Определяне на средна цена на биомасата

Биомаса	*Мярка*	*Дървесен чипс*	*Пелети от слънчогледова люспа*
Количество гориво	*t*	*13 100*	*7 900*
Цена за тон с транспорт	*лв./t*	*110*	*140*
Средна цена	*лв./t*	*121,29*	

1.6.2. Обосновка на разходите за закупена електроенергия

Разходите за електрическа енергия се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за АС и количествата закупени в месеците извън отоплителния сезон, в които централата няма собствено производство.

1.6.3. Обосновка на разходите за външни услуги

Разходите за външни услуги в сравнение с отчетната 2020 г. са завишени с 42 хил. лв., поради нарасналата необходимост от наемане на външни фирми за периодично почистване на ЕПГ8 от облагания на нагревните повърхности и при ремонтите по топлопреносните мрежи.

1.6.4. Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO_2)

През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи с основно гориво биомаса. Изгарянето на въглища ще бъде ограничено - само в случаите на работа на резервния котел ЕПГ2.

Видно от приложения доклад за емитираните емисии парникови газове CO_2 за новия ценови период при изгарянето на предвидените 1 750 t въглища прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 2 900 t CO_2. Към 31.03.2021 г. дружеството не разполага с безплатни емисии.

II. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ.

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2020 г. В стойността на дълготрайните активи не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на дълготрайни активи, а само стойността на активите в експлоатация към 31.12.2020 г.

Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както и по продукти.

III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА.

Стойността на собствения капитал в справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2020 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 6,85%.

Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО - 10%.

IV. СПРАВКА № 4 - ТИП-ПРОИЗВОДСТВО.

Технико-икономическите показатели, използвани за определяне на цените през прогнозния ценови период са на базата на отчетните данни за предходните години, като разчетът е съобразен с някои особености за изминалата 2020 г. През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи само с инсталациите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, включваща енергиен парогенератор на

въглища ЕПГ2, енергиен парогенератор на биомаса ЕПГ8, противоналегателни парни турбини ТГ3 и ТГ2. Предвижда се да се работи основно с ЕПГ8 и с ТГ3. ЕПГ2 и ТГ2 ще бъдат в резерв, като при необходимост ЕПГ2 ще работи и в дните с по високи топлинни товари. Технико - икономическите показатели използвани за определяне на цените през новия ценови период са на базата на анализ на отчетните данни за предходните години, състоянието на оборудването и планираните ремонтни работи. Предвид отчетените по-високите външни температури през изминалите отоплителни сезони, за предстоящия прогнозен период се предвижда по-високо производство на топлинна и електрическа енергия.

1. Обосновка на количеството произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство

Общото прогнозирано количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство е 46 990 MWh, от което 37 028 MWh е топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса и 9 962 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

2. Обосновка на количеството топлинна енергия за собствените нужди

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база на отчетените данни през изминали периоди с отчитане на текущото състояние на съоръженията, приетите режими на работа с двата енергийни котела, външните метеорологични условия, оптимизиране работата на отоплителните инсталации и подгряването на мазутните резервоари.

3. Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от инсталацията за комбинирано производство

Предвижда се с извършването на планираните ремонтни работи по основните енергийни съоръжения и оптимизиране работата на енергийните парогенератори да се увеличат работните часове и средният електрически товар на ТГ3 и количеството произведена електрическа енергия да достигне 10 800 MWh.

4. Обосновка на продаденото количество електрическа енергия

Предвижда се разходът на електрическа енергия за собствени нужди да бъде намален от 3 700 MWh на 3 300 MWh, поради предвидени повече работни часове на ЕПГ8, при което при произведени 10 800 MWh, продаденото количество електрическа енергия за прогнозния ценови период ще бъде 7 500 MWh.

V. СПРАВКА № 5 - ТИП-ПРЕНОС

През ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 22 528 MWh, което включва топлинна енергия за отопление – 22 500 MWh и за битово горещо водоснабдяване - 28 MWh.

1. Обосновка на топлинна енергия за разпределение

1.1. Топлинна енергия за отопление

Топлинната енергия за отопление е определена на базата на анализа по отчетни данни за предишни отчетни периоди, като е взета в предвид аварийността по топлопреносната мрежа, която оказва влияние върху този показател, както и по-високите средни външни температури през последните два отоплителни сезона. Поради тези причини е предвидено увеличение на количеството топлинна енергия за отопление с 3 651 MWh в сравнение с отчетената през 2020 г. При същите стойности за корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление, очакваното количеството топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2021/2022 г. възлиза на 22 500 MWh.

1.2. Обосновка на топлинна енергия за разпределение за БГВ

Топлинната енергия за БГВ е ограничена в размер на 28 MWh, поради нежеланието на клиентите да ползват услугата, както и поради сезонната работа на централата.

2. Обосновка на общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи е определено на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната мрежа и предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2021 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За 2020 г. и ценовия период от 1.07.2020 до 30.06.2021 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 16 552 MWh или 46,72% и 14 645 MWh или 44,39% от отпуснатата към преноса топлинна енергия. Технологичните разходи са определени съгласно Методика за определяне на

допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение №139 от 20.10.2005 г.

С предвидените ремонтни работи по топлопреносната мрежа се очаква аварийността по мрежата да намалее значително и прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за новия ценови период да бъде намалено до 39%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага със 0,62% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 22,82% увеличение на топлинната енергия с гореща вода спрямо предходния ценови период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 14,16% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 54,78% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в следствие на увеличените разходи за ремонт с 42,11% разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 287,50%. Дружеството не предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 795 хил. лв. на 470 хил. лв. или с 325 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 399 хил. лв. на 167 хил. лв. или с 232 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 105 хил. лв. на 1 010 хил. лв. или с 95 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 255 хил. лв. на 245 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 257 хил. лв. на 288 хил. лв. или с 31 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 2 892 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

„Топлофикация Габрово“ ЕАД

01.07.2021 – 30.06.2022 г		Мазут	Черни въглища	Биомаса	Общо
Емисионен фактор	tCO_2/TJ	77,4	91,49	112	109,31
Долна работна калоричност	GJ/t	40	17,58	10,25	10,85
Коефициент на окисление	-	1	1	1	1

Разход гориво	t	25	1750	21000	22775
Внесена топлина	TJ	1	30,77	215,25	247,02
Емисии CO_2	t	77,4	2814,69	24108	27000
		77,40	**2814,69**	**0,00**	**2892**

Прогнозни емисии CO_2 – 2 892 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 2 892 t X 99,75 лв./t **= 288 хил. лв.**

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,83% на 5,24% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирана е цената на въглищата от 121,29 лв./$t_{нг}$ при калоричност 4 200 kcal/kg на 111,34 лв./$t_{нг}$ (с 9,95 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2020 г. 109,70 лв./$t_{нг}$ при калоричност 4 237 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 14 500 MWh (39,16%) на 3 700 MWh (10%) или с 10 800 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-11-7 от 02.06.2021 г. „Топлофикация – Габрово“ ЕАД е представило следното възражение:

1. |Разходи за амортизации

Дружеството възразява срещу извършеното намаление на **разходите за амортизации** с 325 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход и счита, че намалението е необосновано, немотивирано и не почива на никаква икономическа логика, а само на възприет административен подход за механично намаление на разходите. Така се ограничават възможностите на дружеството да осигури чрез цената, респективно чрез включените в цената разходи за амортизации, необходимите средства за възстановяване или подмяна на амортизирани дълготрайни активи в производството и преносната мрежа. Заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период са запазени в размер близък до достигнатите по отчет през 2020 г. Отчетените разходи за амортизации през 2020 г. са в размер на 679 хил. лв., от които 555 хил. лв. са само разходите за амортизация на котел № 8 на биомаса SZL 20 – 2,5/400. Годишната амортизационна норма на този котел е 30%, така че и през следващия ценови период разходите за амортизация ще бъдат същите.

2. Разходи за ремонт

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД възразява по отношение на направената корекция на разходите за ремонт от 399 хил. лв. на 167 хил. лв. или с 232 хил. лв., като я определя за несправедлива, поради факта, че всяка година дружеството увеличава разходите за ремонт.

3. Обща стойност на останалите УПР

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД възразява по отношение на корекцията в **общата стойност на останалите УПР**, която се формира като сума от разходи за амортизации, разходи за заплати и възнаграждения, разходи за начисления и осигурителни вноски и социални разходи и разходи, свързани пряко с регулираните дейности по ЗЕ.

3.1 В прогнозирания разход за заплати и възнаграждения, в сравнение с отчетения за 2020 г., е заложено увеличението на възнагражденията за страната от 01.01.2021 г. През последните години „Топлофикация – Габрово“ ЕАД изпитва затруднения в намирането и задържането на персонал. Основната причина за това е недостатъчният размер на трудовото възнаграждение, съответстващо на трудните условия за работа, каквито са условията на работа във въглищна централа. Средната заплата в дружеството е значително по-ниска от тази за сектор „Енергетика“. Дружеството има недостиг на работници на длъжности като оператор на

турбогенератор, оператор на парогенератор, оператор на спомагателни съоръжения, оператор на бойлерна уредба и заварчик.

Чрез предвиденото увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски дружеството се надява, че ще предизвика интерес от страна на потенциални кандидати за работа.

Дружеството смята, че намалението на разходите за заплати и възнаграждения от 1 105 хил. лв. на 1 010 хил. лв. или с 95 хил. лв. е неоснователно за положението, в което се намира „Топлофикация Габрово“ ЕАД. Вследствие на това дружеството също счита, че допълнителното намаление от 10 хил. лв. и на разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са необосновани.

3.2. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Дружеството счита, че разходите, свързани с регулираните дейности неоснователно са намалени до стойностите в отчета за 2020 г. В следствие на некоректни платци ежегодно съдебните разходи на дружеството се увеличават и запазването им на постоянно ниво е невъзможно. Поради този факт намалението на разходите с 28 хил. лв. спрямо тези от миналата година според дружеството е некоректно.

4. Норма на възвръщаемост на капитала

Дружеството възразява относно начина на определяне на **среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал,** която е коригирана от 6,83% на 5,24%. Дружеството не е съгласно с приравняването ѝ към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2020 г., по данни на БНБ. Дружеството счита, че данните на БНБ са обобщени среднопретеглени за целия пазар и не отразяват данните за привлечения капитал в дружествата в енергетиката. В противоречие на т. 40 от Указания-НВ Комисията не е взела под внимание статистическите данни за периода (месец, година) за получаване на кредита и изчислената от дружествата норма на привлечения капитал.

5. Относно цената на въглищата

Дружеството счита за необосновано намалението на **средната цена на въглищата** с 9,95 лв./t, както и промяната на заложените качествени показатели на горивото. От края на 2020 г. и началото на 2021 г., поради общо повишаване на цените на горивата, са в сила нови договори за доставка на горива. Отчетените цени на горивата за 2020 г. са достигнати на база действащите доставни цени за двата ценови периода. За новия регулаторен период, съобразно производствената програма, дружеството е прогнозирало средна цена на гориво - въглища 186,00 лв./t при калоричност 4200 kcal/kg. Цените са прогнозирани на база горивни миксове, доказали устойчива работа на централата.

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД счита, че ако Комисията не вземе под внимание гореизложеното, с корекцията на цената на основното гориво – въглища на 111,34 лв./t, без ДДС, дружеството няма да може да спазва условията по действащите договори с доставчиците на горива. Същото би довело до неизпълнение на основните дейности, а именно производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия.

6. Разходите за емисии парникови газове

Дружеството, счита че признаването на разходите за емисии в по-малък размер от икономически обоснования се отразява в намаление на годишните необходими приходи, което от своя страна води до реализиране на по-ниска възвращаемост, както и до допълнителни разходи за използвания ресурс и финансирането му. Цената от 47 евро/t CO_2, която е определена за новия период е нереална, тъй като към момента тя е 52 евро/t CO_2.

„Топлофикация Габрово“ ЕАД счита за неоснователна промяната на заложения горивен микс от въглища при изчисляването на количеството отделени емисии, както и качествените показатели на горивото. При така заложения от Комисията микс на въглища, дружеството не би могло да постигне заложената цена за тон гориво.

Дружеството е приложило таблица, показваща недовзетия приход (- 18,19 хил. лв.) от въглеродни емисии, който е получен заради разликата в прогнозната и отчетната цена на емисиите за 2020 г.

7. Корекция на технологичните разходи

Съгласно чл. 133 от Наредба № 15 от 28.07.2005 г. за технически правила и нормативи за проектиране, изграждане и експлоатация на обектите и съоръженията за производство, пренос и разпределение на топлинна енергия, издадена от министъра на регионалното развитие и благоустройството и министъра на енергетиката и енергийните ресурси, обн., ДВ, бр. 68 от

19.08.2005 г., попр., бр. 78 от 30.09.2005 г., изм., бр. 20 от 7.03.2006 г., при определяне на топлинните загуби на топлопреносните мрежи могат да се използват корекционни коефициенти 1,15-1,25. Въпреки предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2021 г. за намаляване на загубите от топлоносител дружеството няма как да достигне посочените от КЕВР 3 500 MWh и счита за неоснователно драстичното намаляване за загубите с 10 800 MWh.

След преглед на постъпилото от дружеството възражение Комисията счита:

1. Възражението относно корекцията на разходите за амортизации не се приема.

Заложените от дружеството разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период не са в съответствие с правилата за определяне на разходите за амортизации за регулаторни цели. Нормативното основание за определянето на цените на топлинната и електрическата енергия са НРЦТЕ и НРЦЕЕ. Разпоредбите на данъчното законодателство са неприложими при определяне на цени, които подлежат на регулиране по реда на ЗЕ, видно от разпоредбите на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ, а също и т. 31 от Указания - НВ, които изискват разходите за амортизации да се изчисляват на основата на обоснован от дружеството и признат от Комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод на амортизация. Приетият от дружеството размер на разходите за амортизация на котел № 8 на биомаса SZL 20 – 2,5/400 - годишната амортизационна норма 30% е висока с оглед техническия живот на съоръжението.

2. Възраженията относно корекцията на разходите за ремонт и на разходите за заплати и възнаграждения не се приемат.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за основно гориво и емисии в структурата на разходите в рамките на 47,57% и при повишение на цената на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата „топлоснабдяване“ се повишава драстично само под влиянието на този обективен фактор. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

3. Възражението на дружеството относно разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ не се приема.

Коригирано е общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ в производството, докато възраженията на дружеството са свързани със съдебните разходи преноса на топлинна енергия. В допълнение следва да се отбележи, че при спечелване на съответното дело съдът присъжда всички направени разноски от жалбоподателя, включително държавна такса, депозити за вещи лица, адвокатско или юрисконсултско възнаграждение, като по този начин дружеството възстановява направените разходи.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал не се приема.

Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход. Съгласно чл. 15 от НРЦЕЕ и чл. 10 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие,

претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. При утвърждаване на цени по метода „норма на възвръщаемост на капитала“ всички ценообразуващи елементи следва да имат прогнозен характер и се отнасят за прогнозния период.

5. Възражението на дружеството относно цената на биомасата не се приема.

След извършената корекция цената на биомасата е изравнена с отчетената за изминалия ценови период, преизчислена с калоричността.

6. Относно прогнозната цена на CO_2 квоти – възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

7. Възражението на дружеството относно промяната на заложения горивен микс от въглища при изчисляването на количеството отделени емисии, както и качествените показатели на горивото не е отчетено, поради липса на корекции от страна на Комисията.

8. Възражението на дружеството относно недовзетия приход от въглеродни емисии е отчетено от страна на Комисията в крайното решение.

9. Възражението относно корекцията на количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че утвърждаването в цените на топлинната енергия на 10% технологични разходи по преноса е основание дружеството да предприеме мерки по обследване на причините за високия процент и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи. В допълнение следва да се отчете, че една от причините за високите технологични разходи в относително изражение е отливът на клиенти, поради високата цена на топлинната енергия.

Цитираният от дружеството чл. 133 от Наредба № 15 от 28.07.2005 г. за технически правила и нормативи за проектиране, изграждане и експлоатация на обектите и съоръженията за производство, пренос и разпределение на топлинна енергия, издадена от министъра на регионалното развитие и благоустройството и министъра на енергетиката и енергийните ресурси, регламентира, че при определяне на топлинните загуби в топлопроводите на топлопреносните мрежи изчислителната температура на околната среда се определя в съответствие със заданието за проектиране. При определяне на топлинните загуби на съоръженията на топлопреносните мрежи могат да се използват следните корекционни коефициенти: при безканално полагане - 1,10 - 1,15; при подземно полагане в канали и тунели - 1,15 - 1,25; при надземно полагане - 1,20 - 1,30. Не става ясно защо дружеството счита, че тези разпоредби обосновават високите технологични разходи на „Топлофикация – Габрово“ ЕАД.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки.

Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния потребител на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им, е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на потребителите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Габрово“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 351,55 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 226,48 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 108,06 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 6 238 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 177 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 252 хил. лв. и променливи – 3 925 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 168 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 328 MWh

<u>14. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД</u>

С писмо вх. № Е-14-24-5 от 01.04.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цена на топлинната енергия с гореща вода, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. II.7 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване еднокомпонентна цена на топлинната

енергия с гореща вода – 49,62 лв./MWh, без ДДС.

Обосновката на дружеството е следната:

СПРАВКА № 1 „ Разходи“

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. е разработена на база отчетни данни за 2020 г.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД № ДОД.ФД.МТ.271. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове 5 и 6 чрез т. н. коефициент на редукция. Този дял на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство на топлинна енергия. Към тези разходи за производство се прибавят и разходите по преноса на цех „Топлоснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени административни разходи, разпределени между електрическата енергия и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия.

***Разходите за производство** на топлинна енергия са в размер на 196 хил. лв. и съставляват около 4% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.*

***Разходите за пренос** по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 4 169 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2020 г.*

Другите разходи се формират от разпределени разходи на база коефициент, от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи на дружеството, отнесен към общите разходи.

В съответствие с чл. 37 от Закона за енергетиката, спазвайки Закона за счетоводството, Международните стандарти за финансово отчитане, Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ЕССО, приета от Комисията, в дружеството е организирана отделна отчетност. Всички разходи на цех ТС, чиято основна дейност е топлоснабдяване на небитови и битови клиенти в гр. Козлодуй, се отнасят в отделна счетоводна сметка 611/2 – Разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

***Преките счетоводни разходи** за производство и пренос на топлинна енергия, отчетени за 2020 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 332 хил. лв.*

На основание чл. 21 от НРЦТЕ от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от присъединяване на клиенти към мрежата и от услуги по директно възлагане от клиенти на стойност 16 хил. лв.

***Разпределени разходи -** В отчетените за 2020 г. разходи за пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 622 хил. лв., както следва:*

- ***Социалните разходи** са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2020 г. персоналът, зает в цех ТС е 66 души и коефициентите на разпределение са: за първо полугодие – 0,0278 (разчетен на база численост на персонала 2 376 бр.) и за второ полугодие – 0,0280 (разчетен на база численост на персонала 2 360 бр.). Разпределените социални разходи за цех ТС за 2020 г. са на стойност 1 313 хил. лв.*
- *В перо **„Други разходи“,** освен преките разходи, се отнасят още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий (численост на персонала, балансова стойност на дълготрайните активи).*

Общопроизводствените разходи се разпределят на база на коефициент, формиран от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи за всички обекти. Коефициентите се определят на шестмесечие.

***Административни разходи** се разпределят между електрическата и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности- електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия и за 2020 г. са в размер на 464 хил. лв. За целите на ценообразуването спазвайки т.19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 307 хил .лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със*

съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. са на стойност 4 365 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 51 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 4 416 хил. лв.

СПРАВКА № 2 „РБА“

Регулаторната база на активите към 31.12.2020 г. е в размер на 8 638 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2020 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 9 994 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 1 794 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 438 хил. лв. За целите на ценообразуването оборотния капитал е разчетен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации, в съответствие с т. 32.5 от Указания- НВ.

СПРАВКА № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“

Нормата на възвръщаемост е 0,59% и е разчетена съгласно Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 0,5% и е равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период. Средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е 8,38% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2020 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2020 г., в зависимост от финансовите условия на Заемното споразумение с Евратом. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

СПРАВКА № 4 „ТИП-Производство“

В справка № 4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия за новия регулаторен период. Прогнозното производство възлиза на 169 271 MWh, а размерът на собствените нужди – 57 212 MWh (33,8% от производството).

С оглед същественото влияние на климатичните фактори, прогнозите за потреблението и съответно производството могат да се отклоняват значително от отчетните данни, както това е налице и през настоящия регулаторен период. Предвид трите поредни топли зими, актуализираните прогнозни данни за настоящия регулаторен период са близо до отчетните за 2020 г. Тази тенденция е отчетена в прогнозите за следващия регулаторен период, като прогнозният ръст от 11% в производството спрямо отчета за базовата 2020 г. се предвижда от очакван ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града (предстои въвеждане в експлоатация на три обекта – жилищни и офис-сгради) и в потреблението на площадката от стопански обекти, основно на ДП РАО.

СПРАВКА № 5 „ТИП-Пренос“

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2020 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период.

Сумарното прогнозно количество реализирана топлинна енергия в периода юли 2021 г. – юни 2022 г. се базира на отчетните данни за 2020 г. и прогноза за ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града (предстои въвеждане в експлоатация на три обекта – жилищни и офис-сгради) и в потреблението на площадката от стопански обекти, основно на ДП РАО, с около 11%. Общото количество топлинна енергия за реализация е 85 730 MWh.

<u>Образуване на цената</u>

Предвид резултатите от текущото наблюдение и анализа на ценовите елементи в заявлението за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД следва да се утвърди цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, образувана при прилагане на индивидуалната методика, съгласно чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ.

Изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 49,99 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 486 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 130 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 090 хил. лв. и

променливи – 39 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 638 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 730 MWh

15. „КОГРИЙН“ ООД - гр. ПЪРВОМАЙ

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 08.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението дружеството не е представило следното: отчетна информация за ценови период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. по т. I.1, I.2, I.5, I.8, I.9, прогнозна информация по т. II.2 и II.5. (действащи договори за доставка на природен газ и за изкупуване на електрическа енергия) и II.2.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 197,64 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода - 83,64 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 410,00 лв./knm^3, (без акциз и ДДС).

Обосновката на „Когрийн“ ООД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е следната:

- ***Производствена програма –*** *подчинена е на програмата на оранжерийните предприятия на площадката. „Когрийн“ ООД планира през новия ценови период:*

- Производство на електрическа енергия – 29 542 MWh
- Електрическа енергия за собствени нужди – 2 594 MWh
- Електрическа енергия за продажба – 26 948 MWh
- Отпусната топлинна енергия – 34 800 MWh
- Топлинна енергия за продажба – 34 300 MWh

- ***Инвестиционна и ремонтна програма –*** *дружеството не предвижда значителни инвестиционни разходи. В ремонтната програма се планира текущо поддържане и основен ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика, в зависимост от натрупаните работни часове на инсталацията. Основните ремонтни операции ще се извършват от специализирана фирма на доставчика на основното оборудване, при спазване на изискванията при извършване на необходимото абонаментно поддържане.*

УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Отчетната стойност на дълготрайните материални активи на дружеството, описани по-горе към 31.12.2020 г. са на стойност 11 706 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. В справките на дружеството за цени, подавани към КЕВР до настоящия момент е допусната техническа грешка, като е посочена стойността само на единия когенератор. В настоящите ценови справки техническата грешка е отстранена.

Прилага се линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма за 15 г.

Размерът на оборотния капитал е изчислен в съответствие на Указания-НВ.

Разходът за материали отразява стойността на очакваните разходи за материали, като масло, за доливане и смяна, етилен гликол, леватит и др. химикали за омекотителната инсталация и др.

Разходите за външни услуги включват: задължителните застраховки на оборудване и работна сила, абонаментно поддържане на прибори и инсталации, разходи за охрана и други услуги.

Разходите за ремонт се формират основно от договора за сервизно и текущо ремонтиране на агрегатите от специализирана фирма за ремонт на когенератори от този тип.

Разходите за заплати и осигуровки съответстват на одобрения щат на дружеството.

В други разходи се отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво са оценени при настоящата цена природния газ – 410 лв./knm^3.

Разходът на природен газ е оценен, като са отчетени: разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 7,51%, съгласно кредитните договори.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 415 хил. лв. на 405 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 200 хил. лв. на 180 хил. лв. или с 20 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Финансови разходи“ е коригирана от 180 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 180 хил. лв., като неприсъщи разходи. Финансови разходи не се включват в състава на признатите от Комисията разходи на основание чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 11, ал. 2 от НРЦЕЕ. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите в размер на 141 хил. лв. за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ (5%), не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,84% на 5,24% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,09 лв./MWh;

3. Пренос – 0,63 лв./MWh;

4. Достъп – 6,46 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 53,18 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	66	58	59	59	117	107	118	113	58	19	**773**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,41**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	20,33	20,33	20,33	22,46	24,72	28,21	27,70	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	**30,41**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,11	0,38	0,21	0,14	0,84	0,40	0,64	0,18	-0,09	-0,10	**2,7**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**29,45**
		1,23	1,66	-2,13	-2,26	-3,49	0,51	0,77	4,61	6,36	1,81	-2,71	-10,27	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	21,40	23,59	26,47	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	36,36	40,14	**28,91**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6,66 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „КОГРИЙН“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 233,98 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 108,91 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 91,00 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 10 107 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 487 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 929 хил. лв. и променливи – 5 558 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 11 842 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 856 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

16. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-2 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 171,74 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 391,56 лв./knm^3, в т. ч.:

- цена на природен газ – 339,73 лв./knm^3;
- цена за пренос – 6,50 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 45,33 лв./knm^3 при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е представило обосновка, както следва:

1. Производствена програма *– чрез работата на двата газобутални двигателя с обща инсталирана електрическа мощност от 3,944 MW и обща топлинна мощност 4,007 MW, дружеството снабдява с топлинна енергия „Оранжериен комплекс 500 дка“. Натовареността на двата когенератора е прогнозирана на база предвижданата производствена програма за новия ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г.*

2. Регулаторна база на активите (РБА) *– за целите на изчисляване на РБА стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2020 г., в размер на 4 849 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2020 г.*

3. Амортизационна програма *– при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „500 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.*

4. Ремонтна програма *– разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 моточаса на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 h, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 h и 6 000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2 000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влиза: смяна*

на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. Променливите разходи *са както следва: цена на природния газ – 391,56 лв./knm^3, разходи за консумативи – 75 хил. лв., разходи за вода – 2 хил. лв., разход за електрическа енергия – 14 хил. лв., разходи за външни услуги – 55 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 125 хил. лв.*

6. Условно постоянните разходи *са планирани при работа на двата когенератора, и са следните: разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с АН=4%) – 585 хил. лв., разходи за ремонт – 419 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) – 280 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 66 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 687 хил. лв.*

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала *– при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, като цитира, че дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство, която е описана в обосновката. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3 норма на възвръщаемост в размер на 4,76% към 31.12.2020 г.*

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 250 хил. лв. или с 30 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 66 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 6 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,76% на 5,15% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 5 557 knm^3 на 5 438 knm^3 със 120 knm^3, в резултат от корекция на общата енергийна ефективност от 76,7% на 78,4%, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,72 лв./MWh;

3. Пренос – 0,62 лв./MWh;

4. Достъп – 4,3 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 51,64 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 195	1 809	1 626	4 282	5 879	7 804	8 042	7 245	8 146	6 321	4 214	304	**56 867**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,05**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	20,70	19,64	23,40	25,63	29,09	28,58	26,93	30,39	28,64	32,32	34,34	34,34	**28,69**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	4,74	7,96	0,99	22,78	10,76	18,26	57,66	26,88	44,48	12,93	-5,16	-1,52	**201**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,72**
		1,60	0,97	0,94	0,91	0,88	0,88	0,00	0,00	0,00	-0,87	-3,37	-10,93	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,76	36,03	39,81	**28,52**

С писмо с вх. № Е-14-70-2 от 09.06.2021 г. „Оранжерии Гимел“ АД – „ТЕЦ 500 дка“ е представило допълнение към заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2021 г., в което се посочва следното:

На територията на Оранжериен комплекс „500 дка“ когенерационната система работи с двигатели - Jenbacher JMS 620 GS - N. LC с номинална електрическа мощност от 3,044 MW и номинална топлинна мощност от 3,035 MW и Jenbacher JMS 320 GS - NL с номинална електрическа мощност от 0,900 MW и номинална топлинна мощност от 0,972 MW. Поддръжката на същите се осъществява от официален сервизен партньор на Jenbacher GmbH & Co, като на всеки 2 000 работни часа съгласно графика за обслужване на завода-производител и договора за поддръжка сервизният партньор следва да извършва техническо обслужване и настройка на когенерационните модули. Такава поддръжка се извършва и в началото и в края на активния отоплителен сезон.

На 01.06.2021 г. след извършен технически преглед на когенераторите, е установена необходимост от ремонтни дейности и на двигател Jenbacher JMS 620 GS - N.LC. Ремонтните дейности възлизат на стойност 193 000 лв. и ще бъдат извършени в периода 01.08.2021 - 31.08.2021 г., като в първоначалното заявление от 01.04.2021 г. тези разходи не са посочени, тъй като не са били известни.

След преглед на постъпилото допълнение към заявлението Комисията счита,че представените от дружеството разходи за ремонт са част от признатите разходи за лицензионна дейност, но с оглед размера им са приети частично.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,944 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 211,84 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 86,77 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 5 476 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 5 222 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 994 хил. лв. и променливи – 3 228 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 4 940 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 5,15%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh

<u>17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“</u>

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 176,65 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 391,56 лв./knm^3, в т. ч.:

- цена на природен газ – 339,73 лв./knm^3;
- цена за пренос – 6,50 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 45,33 лв./knm^3, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е представило обосновка, както следва:

1. Производствена програма *– чрез работата на двата газобутални двигателя с обща инсталирана електрическа мощност от 4,871 MW и обща топлинна мощност 4,956 MW, дружеството снабдява „Оранжериен комплекс 200 дка“ с топлинна енергия. В табличен вид е представена производствена програма за всеки месец в прогнозния период 01.07.2021-30.06.2022 г., която е съобразена с тези потребности.*

2. Регулаторна база на активите (РБА) *– за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2020 г., в размер на 7 461 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2020 г.*

3. Амортизационна програма *– при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „200 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.*

4. Ремонтна програма *– разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 моточаса на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 h, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 h и 6 000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2 000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.*

5. Променливите разходи *са както следва: цена на природния газ – 391,56 лв./knm^3, разходи за консумативи – 50 хил. лв., разход за електрическа енергия – 2 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 161 хил. лв. и разходи за външни услуги – 170 хил. лв.*

6. Условно постоянните разходи *са планирани при работа на двата когенератора и са следните: разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с АН=4%) – 887 хил. лв., разходи за ремонт – 460 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) – 296 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 63 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 732 хил. лв.*

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала *– при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, като цитира, че дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство, която е описана в обосновката. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3 Норма на възвръщаемост в размер на* ***6,50%*** *към 31.12.2020 г.*

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 296 хил. лв. на 258 хил. лв. или с 38 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 63 хил. лв. на 55 хил. лв. или с 8 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,50% на 4,56% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 7 200 knm^3 на 6 990 knm^3 с 210 knm^3, в резултат от корекция на общата енергийна ефективност от 77,4% на 79,7% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 от общия

подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,21 лв./MWh;
3. Пренос – 0,62 лв./MWh;
4. Достъп – 4,3 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 51,20 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 424	4 162	3 972	4 125	5 697	8 150	9 501	8 664	9 585	9 585	7 147	174	**72 186**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,79**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	20,70	19,64	23,40	25,63	29,09	28,58	26,93	30,39	28,64	32,32	34,34	34,34	**28,58**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	5,65	18,31	2,42	21,95	10,43	19,07	68,12	32,14	52,33	19,60	-8,76	-0,87	**240,4**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,70**
		1,60	0,97	0,94	0,91	0,88	0,88	0,00	0,00	0,00	-0,87	-3,37	-10,93	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,76	36,03	39,81	**28,46**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 240,4

С писмо с вх. № Е-14-70-1 от 09.06.2021 г. „Оранжерии Гимел“ АД „ТЕЦ 200 дка“ е представило допълнение към заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2021 г., в което се посочва следното:

На територията на Оранжериен комплекс „200 дка“, когенерационната система работи с двигатели - Jenbacher JMS 616 GS - N. LC с номинална електрическа мощност от 2,679 MW и номинална топлинна мощност от 2,558 MW и Jenbacher JMS 616 GS - NL с номинална електрическа мощност от 2,192 MW и номинална топлинна мощност от 2,211 MW. Поддръжката на същите се осъществява от официален сервизен партньор на Jenbacher GmbH & Co, като на всеки 2 000 работни часа съгласно графика за обслужване на завода-производител и договора за поддръжка сервизният партньор следва да извършва техническо обслужване и настройка на когенерационните модули. Такава поддръжка се извършва и в началото и в края на активния отоплителен сезон.

На 01.06.2021 г. след извършен технически преглед на когенераторите е установена необходимост от допълнителни ремонтни дейности по двигателите, извън предвидените по графика за обслужване дейности, като същите възлизат на стойност 289 000 лв. и ще бъдат извършени в периода 15.07.2021-15.09.2021 г., като в първоначалното заявление от 01.04.2021 г. тези разходи не са посочени, тъй като не са били известни.

След преглед на постъпилото допълнение към заявлението Комисията счита,че представените от дружеството разходи за ремонт са част от признатите разходи за лицензионна дейност, но с оглед размера им са приети частично.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 212,12 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 87,05 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 6 927 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 591 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 441 хил. лв. и променливи – 4 150 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 380 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh

<u>18. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“</u>

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-73-2 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 202,79 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 402,20 лв./knm^3, в т. ч.:

- цена на природен газ – 339,73 лв./knm^3;
- цена за пренос – 7,97 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 54,50 лв./knm^3, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

• ***Производствената програма*** *е разработена при параметрите на инсталацията с инсталирана електрическа мощност 3,044 MW и топлинна мощност 3,035 MW.*

Представена е прогнозна производствена програма по месеци за новия регулаторен период с посочени количества произведена електрическа енергия-бруто, собствено потребление и нетната електрическа енергия.

*• **Инвестиционна програма** – отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите е в размер на 6 696 хил. лв., в т. ч.: 239 хил. лв. – сгради; 507 хил. лв. – представляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийният комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др.; 5 958 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на дружеството.*

Натрупаните амортизационни отчисления на активите за периода на ползване, т. е. към 31.12.2020 г., са както следва: 111 хил. лв. – за сгради и 2 774 хил. лв. – за сгради на съоръжения, машини и оборудване. Включените към дълготрайните материални активи на ко-генерационната инсталация част от съществуващи газопроводи счетоводно са напълно амортизирани през м. април 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

*• **Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозните часове на работа на газобуталния двигател Jenbacher JMS 620 GS N.L. и съгласно условията на договор за превантивна и последваща поддръжка с Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия.*

*• **Променливи разходи –** представена е таблица с прогнозни месечни количества изразходван природен газ в периода м. юли 2021 г. – м. юни 2022 г.*

- Разходи за консумативи – 26 хил. лв. (изчислени са на база работните часове на двигателя);

- Разходи за електрическа енергия – 38 хил. лв.;

- Разходи за акциз на природен газ – 65 хил. лв.

*• **Условнопостоянни разходи:***

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) - 412 хил. лв.

- разходи за ремонт (съгласно ремонтна програма) – 445 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 254 хил. лв.

- разходи за социални осигуровки – 53 хил. лв.

- разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 345 хил. лв.

*• **Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при определяне на капиталовата структура дружеството е приложило чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала“ от Указания-НВ. Посочва се, че през м. май 2014 г., дружеството е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към ПИБ АД и „МКБ Юнионбанк“ АД от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършените до момента самоучастия по проекта под формата на инвестиционен кредит. На 27.09.2018 г. е подписан последният Анекс № 14.*

Собственото участие в проекта е било рефинансирано от „Уникредит Булбанк“ АД, а през 2019 г. от „Обединена Българска Банка“ АД.

*Съгласно Справка № 3 (Приложение № 3), дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост – 2,00%.***

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 254 хил. лв. на 244 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 53 хил. лв. на 47 хил. лв. или с 6 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 2,00% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3

от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 2 858 knm^3 на 2 788 knm^3 със 70 knm^3, в резултат от корекция на общата енергийна ефективност от 77,1% на 79,1% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 г. - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 47,06 лв./MWh;
3. Пренос – 0,68 лв./MWh;
4. Достъп – 5,17 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 52,91 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	0	102	675	1 079	1 586	1 689	1 061	874	562	125	**7 753**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**33,27**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,32	34,34	34,34	**29,37**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	0,54	1,24	2,52	11,37	6,27	5,79	1,79	-0,69	-0,63	**28**
Цена на пр. газ , Цбг.	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**29,89**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,87	-3,37	-10,93	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,76	36,03	39,81	**29,63**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 247,18 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 122,11 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 3 438 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 219 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 464 хил. лв. и променливи – 1 755 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 170 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 871 MWh

19. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 185,21 лв./MWh.

След настъпила промяна в производствената програма и намаляване на продажбите при запазване на разходите, „Инертстрой-Калето“ АД е подало ново заявление с вх. № Е-14-76-2 от 06.04.2021 г., с което предлага за определяне по-висока преференциална цена на електрическа енергия в размер на 201,66 лв./MWh, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението. Предложената за утвърждаване нова цена е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 568,14 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 237 kcal/knm^3.

Към заявлението не са приложени: обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за предстоящия ценови период; справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО; договор за доставка на природен газ и разходо-оправдателни документи помесечно за закупуването му.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 180 хил. лв. на 160 хил. лв. или с 20 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,09% на 4,54% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,32 лв./MWh;
3. Пренос – 0,68 лв./MWh;
4. Достъп – 6,46 лв./MWh;
5. Компресиране и доставка – 22,28 лв./MWh.

Крайна цена на природен газ – 75,74 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	5	20	17	13	29	28	28	28	28	28	**224**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**33,19**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	**34,33**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	0,11	0,03	0,03	0,21	0,10	0,15	0,04	-0,03	-0,14	**0,5**
Цена на пр. газ , Цбг.	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**31,81**
		15,23	15,66	11,87	9,61	6,12	6,63	7,40	3,94	5,69	1,14	-3,38	-10,94	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	36,02	39,80	**30,92**

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-76-3 от 03.06.2021 г. „Инертстрой-Калето“ АД е представило следното становище:

Дружеството посочва, че въведената в експлоатация когенерация, с която се отоплява оранжерия „Озирис“ в гр. Мездра, никога не е била на печалба, поради прилагания от Комисията **дълъг срок на амортизиране на оборудването** при ценообразуването. При условие, че оранжерията заплати само 30% от цената на топлинната енергия, продукцията на оранжерията става непродаваема. Дружеството счита, че идеята на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от когенерация с цел отопление на оранжерии, е с тази цена да могат да се разплатят всички разходи на когенерацията и да не се предизвиква загуба за предприятието, оранжерията да заплаща цена за отопление 5-6 лв./MWh, което да доведе до 2-3% печалба за собственика на когенерацията. С последното увеличение на цената на природния газ приходът от продажба на електрическа енергия е по-малък от разхода за гориво. За целта дружеството е представило справка на приходите от продажба на електрическа енергия и разходите за природен газ за месеците март, април, май и юни, от която е видно, че общата разликата е отрицателна в размер на 11 336,16 лв.

С оглед функционирането на когенератора и дружеството да не е на загуба се предлага в новия ценови период да се определи цена на електрическата енергия, която да компенсира натрупаната към момента загуба.

Дружеството е посочило, че определените **референтни пазарни цени** на електрическата енергия, произведена от ВЕИ и комбинирано производство ежегодно се увеличават от Комисията и същите се отказват да се заплащат от търговците и съответно разликата остава за сметка на дружеството, което допълнително формира загуби.

След преглед на постъпилото от дружеството възражение Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно признатите разходи за амортизации не се приема.

В разходите на дружеството за прогнозния ценови период не е допустимо включване на допълнителни разходи, които да компенсират минали финансови загуби. Разходните норми за амортизация са част от регулаторната рамка и с оглед равнопоставеност между отделните енергийни дружества те са еднакви и икономически обосновани.

2. Възражението на дружеството относно размера на референтните пазарни цени не се приема.

Референтните пазарни цени са подробно обосновани в общия подход и представляват референтна стойност на средната цена на електрическата енергия на свободния пазар, което предполага гъвкаво поведение от страна на дружеството, с оглед покриване на утвърдените от Комисията необходими приходи.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,027 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 284,42 лв./MWh:
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 159,35 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 6 783 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 627 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 635 хил. лв. и променливи – 4 992 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 441 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,54%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 820 MWh

<u>20. ЧЗП „Румяна Величкова“</u>

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-59-1 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени

документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

ЧЗП „Румяна Величкова“ предлага за определяне, считано от 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 148,48 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 398,11 лв./knm^3 при долна работна калоричност на природния газ – 8 207 kcal/knm^3.

Към заявлението не са приложени: договор за продажба на електрическа енергия, договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него, разходо-оправдателни документи и справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

ЧЗП „Румяна Величкова“ е представило обосновка за новия ценови период, както следва:

Дружеството експлоатира инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с един газов когенератор с инсталирана електрическа мощност 1,850 MW и топлинна мощност 1,820 MW, с която се захранва оранжерията, собственост на ЧЗП „Румяна Величкова“ в с. Трудовец, Ботевградско.

Производствената програма *за новия ценови период е подчинена на работата на оранжерията. През 2020 г. когенераторът е работил 4 256 h, като е произведена 7 874 MWh електрическа енергия и е опусната 8 061 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс. През 2021 г. се предвижда оранжерията да работи при януарско разсаждане и рекултивация през летните месеци и производство до края на годината, така се очаква когенератора през следващия експлоатационен период да работи около 4 100 h.*

Разход на гориво *– електрическият КПД на инсталацията през годините е около 40%, а икономията на първична енергия е около и над 20%. За следващия регулаторен период дружеството предлага специфичен разход на гориво, равен на постигнатия през 2020 г.*

Амортизационни отчисления *– през 2020 г. е извършен текущ ремонт на когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за сервиз с поддържащата фирма. Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2020 г. възлизат на 1 048 хил. лв.*

Посочва се, че след извършване на ремонтните работи по когенератора през 2020 г., фирмата, извършваща одит на финансово-счетоводния отчетq е поискала част от стойността на ремонтните работи да се класифицират като инвестиции и стойността им да бъде отнесена в стойността на ДМА. В резултат на това, дълготрайните активи са увеличили стойността си, а стойността на ремонтните работи е намалена.

Други разходи *- включват разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, масло за доливане, смяна на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, електрическа енергия, химикали и външни услуги.*

Променливите разходи, голяма част от които са разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

През 2019 г. и 2020 г. цялото количество топлинна енергия от инсталацията е използвана за производството на растителна земеделска продукция.

ЧЗП „Румяна Величкова“ обръща внимание, че дребните оранжерийни производители не съществуват, за да произвеждат електрическа енергия, която зависи от нуждите от топлинна енергия за оранжерията, а чрез инсталациите за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, които експлоатират, се стремят да направят топлинната енергия за производство на зеленчуци по-евтина. По този начин се очаква такива производители да се представят по-успешно на пазара на оранжерийни зеленчуци.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,78% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и

индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,31 лв./MWh;
3. Пренос – 0,62 лв./MWh;
4. Достъп – 3,26 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 50,19 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	3	1 417	2 231	2 633	274	391	1 587	3 276	4 240	3 498	2 650	848	**23 049**
Цена на пр. газ, Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,98**
Цена на пр. газ, Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,46	32,16	32,16	32,16	**28,13**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,01	6,24	1,36	14,01	0,50	0,91	11,38	12,15	23,53	7,43	-0,36	-3,32	**74**
Цена на пр. газ , Цбг.	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**29,43**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,18	-1,03	-5,55	-13,11	
Цена на пр. газ, Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,55	32,68	34,94	38,72	**28,78**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 157,28 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 32,21 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 490 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 468 хил. лв., от които условно-постоянни – 301 хил. лв. и променливи – 1 166 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 533 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 150 MWh

<u>21. „Алт Ко“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-58-1 от 16.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за определяне, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 137,43 лв./MWh, без ДДС, със следните компоненти:

- прогнозна пазарна цена на електрическа енергия – 90,49 лв./MWh;
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 46,94 лв./MWh.

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 413,14 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Дружеството е представило следната обосновка:

При разглеждане на заявлението дружеството посочва, че в рамките на предходния регулаторен период (01.07.2020 - 30.06.2021 г.), а именно в през м. декември 2020 г., централата е наработила 60 000 h, което е граничната стойност за работа, предвидена от производителя, поради което би трябвало да се извърши основен ремонт за нови 60 000 h работа с оглед запазване на производствено-техническите параметри. Последното е довело до следното:

1. Договорът за абонамент по отношение на ремонта и поддръжката на централата с ексклузивния сервизен център на производителя – „Филтър“ ООД (представен в приложенията към заявлението за предходния регулаторен период) е бил прекратен и заменен с временно споразумение на база оферта за ремонт и поддръжка за периода декември 2020 г. - май 2021 г., но само по отношение на труда на сервизните специалисти. Останалите дейности по ремонта и поддръжката следва да се заплащат отделно, в зависимост от нуждите.

2. Налага се сключването на договор с „Филтър“ ООД за основен ремонт на централата (договорът е приложен), което ще доведе до нейната експлоатация за нови 60 000 h. Срокът за извършването на основния ремонт е през месеците юли-август 2021 г. и централата ще влезе в действие през септември 2021 г.

3. Налага се сключване на нов договор за абонамент по отношение ремонта и поддръжката на централата (договорът е приложен) за новия период на нейната експлоатация от 0 до 60 000 h.

I. Отчетни данни

1. В приложение № 3 са показани отчетните данни за 2020 г. и ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г., където е видно, че прогнозната производствена програма е малко надвишена, което се дължи на необходимостта от повече топлина в оранжериите, поради по-студено време в определени месеци от годината. Условно-постоянните разходи са

намалени спрямо планираните, което се дължи основно на описаното по-горе и свързано с достигането на 60 000 h работа. Разходите за заплати са повишени с 10 000 лв. спрямо планираните, поради административното повишаване на минималната работна заплата за страната. Разходите, пряко свързани регулираната дейност, са идентични с планираните. Отчетеният инвестиционен разход в размер на 84 000 лв. е всъщност аванса по договора за основен ремонт на централата, който разход има характер на разход за придобиване на ДМА в следващ период, поради което този разход не е включен разходите за отчетния регулаторен период, както и в РБА за същия период

Разходите за ремонт са основно за текущи ремонти и са извършени от „Филтър" ООД, в съответствие с договор за поддръжка.

2. Приложени са фактури за закупения природен газ за 2020 г. и месеците 01-03 на 2021 г. Дружеството не е участник в схемата на парниковите емисии, поради което количества емисии CO_2 не са отчитани и не са прогнозирани.

3. Приложени са отчети за приходите от продажби на електрическа енергия съгласно Справки № 4 и № 6, като са подробно показани продажбите по търговски график от една страна, продажбите с отчитане на премията по чл. 33а от ЗЕ и съответните баланси „недостиг" и „излишък". Дружеството не продава топлинна енергия, доколкото използва произведената такава за собствено потребление-оранжерийно производство.

4. Инсталирана електрическа мощност на централата е 1,85 MW.

II. Прогнозни данни

1. Изготвена е прогнозна информация по приложения модел (справки № 1 до № 9), където:

- производствената програма е увеличена с около 3,2%;

- предвидени са капиталови разходи за основен ремонт на централата в размер на 757 хил. лв. съгласно подписания и приложен договор за доставка на оборудване и основен ремонт с „Филтър" ООД;

- увеличени са разходите за амортизация от 265 хил. лв. на 321 хил. лв. на база стойността на основния ремонт при норма на амортизация 15 години;

- разходите за текущ ремонт и поддръжка в размер на 147 хил. лв. са приети съгласно приложения договор за това с „Филтър" ООД на база 4 205 h работа на централата при цена 17,5 евро/h;

- разходите за заплати са увеличени от отчетените 175 хил. лв. за предходния регулаторен период на 190 хил. лв., на база увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2021 г.

- долната работна калоричност е приета 8150 kcal/knm^3;

- цената на природния газ е заложена като приетата с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. в размер на 33,20 лв./MWh (384,60 лв./knm^3 при коефициент на преобразуване 10,5) плюс цена на достъп и пренос 64,54 лв./MWh, приета със същото Решение на КЕВР;

- разходи за пренос на топлинна енергия не са предвидени.

2. По отношение изискването на чл. 30, ал.4 от ЗЕ, централата подава цялата произведена топлина за отглеждане на растителна продукция - оранжерия.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи" са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 321 хил. лв. на 265 хил. лв. или с 56 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 190 хил. лв. на 175 хил. лв. или с 15 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 35 хил. лв. на 21 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА" оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за

дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,18% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 47,03 лв./MWh;
3. Пренос – 0,58 лв./MWh;
4. Достъп – 4,76 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 52,38 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	0	1 031	3 110	3 710	3 680	3 028	3 642	1 997	0	0	**20 199**
Цена на пр. газ, Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,59**
Цена на пр. газ, Ц търговец	лв./MWh	0,00	0,00	0,00	24,72	28,03	27,39	26,93	30,39	28,64	33,20	0,00	0,00	**28,52**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	5,49	5,97	9,26	26,39	11,23	19,89	3,22	0,00	0,00	**81**
Цена на пр. газ , Цбг.	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,60**
		-19,10	-18,67	-22,46	0,00	-0,18	-0,31	0,00	0,00	0,00	0,01	-37,71	-45,27	
Цена на пр. газ, Цпl	лв./MWh	9,55	9,34	11,23	24,72	28,12	27,54	26,93	30,39	28,64	33,19	18,86	22,64	**28,56**

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-58-2 от 02.06.2021 г. дружеството е представило следното становище:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените от него за утвърждаване от Комисията условно-постоянни разходи за амортизации, които са намалени от 321 хил. лв. на 265 хил. лв, (намаление с 56 хил. лв.) в съответствие с отчетната стойност на активите и т. 1.1 от общия подход.

От представените в заявлението документи (цитирани в Доклада) е видно, че увеличената амортизация се дължи на основния ремонт на когенератора, който ще е факт в периода юли - август 2021 г., на стойност 840 хил. лв. (84 хил. лв. авансово платени в края на 2020 г. и 757 хил. лв. платими в периода юли - август 2021 г.), т. е. отчетната стойност на активите в целия регулаторен период от 01.07.2021 г. ще е увеличена с цитираните суми, респективно амортизациите следва да бъдат увеличени с 15% от тези суми - 56 хил. лв.

2. По отношение на заявените разходи за заплати и възнаграждения през новия ценови период, които са намалени от 190 хил. лв. на 175 хил. лв. (намаление 15 хил. лв.) в съответствие с т. 1.3 от общия подход, където основен мотив за запазване нивото на заплатите на това от 2020 г. е увеличената стойност на разходите за емисии парникови газове, дружеството е посочило следните съображения:

- минималната работна заплата през 2020 г. и първата половина на 2021 г. нормативно е увеличена с повече от 20%;
- средната работна заплата за страната в периода 2020-2021 г. е увеличена с повече от 35%;
- дружеството няма разходи за емисии парникови газове.

Дружеството счита, че ако не увеличи заплатите, както е поискало, ще бъде изправено пред загуба на квалифицирана работна ръка, а от там и пред компрометиране на цялото си производство.

Също така предлага да бъдат признати начисления за осигурителни вноски, съответстващи на разходите за работна заплата, в размер на 190 хил. лв.

3. Дружеството предлага да бъде коригиран и оборотния капитал на база 1/8 от годишните оперативни парични разходи, намалени с разходите за амортизация.

След преглед на постъпилото от дружеството възражение Комисията счита:

Разходът за амортизации е на база активите в счетоводния баланс към 31.21.2020 г. Въвеждането на нови активи или увеличаване на отчетната стойност през прогнозния ценови период не е основание за включване амортизационните отчисления авансово в цените. Съгласно т. 31.1, б. „б“ от Указания-НВ „в разходите за амортизация не се включват амортизации и други разходи, свързани с реконструкция или ново придобиване на имущество за производство на електрическа и/или топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, което не е било въведено като актив към датата на подаване на заявлението за цени“.

2. Възражението относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и осигурителни вноски не се приема.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 61,34% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за

задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

3. Предложението на дружеството да се коригира оборотния капитал е прието.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Алт Ко“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 187,65 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 62,58 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 798 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 768 хил. лв., от които условно-постоянни – 604 хил. лв. и променливи – 1 165 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 867 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 261 MWh

<u>22. „Брикел“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-31-5 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена информация по т. I.8.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 231,75 лв./MWh.
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66,14 лв./MWh.

Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглищата – 94,65 лв./t с калоричност 2 742 kcal/kg;
- цена на мазут – 676,09 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg;

Обосновката на дружеството е следната:

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда малко увеличение на производствената програма в частта производство на топлинна енергия с топлоносител пара, с цел удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 1,46% повече от отчетената през базисния период и е в размер на 1 777 330 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- Предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото на базисния период.

- Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период възлизат на 4 695 MWh или 25,38%.

Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградуси, ръст на клиентите, и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Топлинна енергия с водна пара:

Единственият клиент на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

Производство на електрическа енергия:

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2021 г. — 30.06.2022 г. е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267, чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), при ΔF>=10%.

Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 591 280 MWh, а за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. се планира да бъдат произведени 591 030 MWh.

Продадена електрическа енергия:

В електропроизводствената част през 2020 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 416 189 MWh. За периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. планираното количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл.100 ал.6 от ЗЕ е в размер на 416 000 MWh.

Към момента между „Брикел“ ЕАД и „Гранд енерджи дистрибюшън“ ЕООД е действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени. Също така между „Брикел“ ЕАД и фонд „Сигурност на електроенергийната система” е подписан договор № ВЕКП 2/27.06.2018 г. за компенсиране с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2020 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствени нужди:

През новия ценови период е планирано запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 26,36%, спрямо отчетените през базовата 2020 г. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т.5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза):

За ценовия период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 2 898 хил. лв. Те са изчислени на база отчетните данни през базовата 2020 г. и изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството.

Взети са под внимание голямата възраст на съоръженията.

Взети са под внимание дългият срок на експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер в предишните регулаторни периоди и сформираните ремонтни звена в дружеството.

Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение се намират в приложената ремонтна програма за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г.

Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Разходите са предвидени за обезпечаване на техническото обслужване и плановите ремонти, извършвани от „Брикел“ ЕАД за поддържане в изправно и работоспособно състояние на сградите и съоръженията на дружеството. Това са разходите, направени за възстановяване или поддържане на първоначално установеното ниво на ефективност (капацитет и производителност) на активите на дружеството и които не променят неговото първоначално функционално предназначение. Разходите за текущ ремонт не се вземат предвид при определяне на амортизационната сума и норма, нямат характер на подобрение, модернизация или реконструкция на ДМА и респективно не са ремонтни разходи с инвестиционен характер. Разходите са извършени с цел обслужване и ремонт на съоръженията. Основната им цел е спазване на задълженията на дружеството за поддръжка на енергийните съоръжения, гарантиране на безаварийност и номинални производствени показатели. Важна задача на дружеството, от която зависи нормалната и безаварийна работа на основните съоръжения и прилежащите им възли и детайли, е

своевременното извършване на необходимите ремонтно-възстановителни и рехабилитационни дейности и свързаните с тях ремонти дейности.

Изложените обстоятелства изключват инвестиционния характер на съдържащите се в приложените документи разходи.

Инвестиционна програма

Извършените разходи за инвестиции през 2020 г. са подкрепени със съответните разходни документи, които са: фактури за доставка и изграждане на активите по инвестицията, договори с доставчици, приемно-предавателни протоколи, извлечения от счетоводните регистри за отчитане на дълготрайните активи/разходите и плащанията.

Общата изразходвана сума за 2020 г. е 8 669 хил. лв., реализирани по 3 инвестиционни проекта, като и трите са открити през предходни години. През 2020 г. няма закрити инвестиционни проекти, т. е няма формирани нови ДМА.

Приложен е отчет на инвестиционна програма за 2020 г., отчет за периода 01.07.2020-30.06.2021 г. и прогноза за периода 01.07.2021-30.06.2022 г.

За изпълнение на поставените екологични цели дружеството предвижда да продължи работата по проект „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия възлиза на 157 026 хил. лв.

„Брикел“ ЕАД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

Поради необходимостта да се създаде нужната горивна база за ТЕЦ в „Брикел“ ЕАД е обусловена технологична взаимообвързаност между „Брикетопроизводство“ и „Електропроизводство“, т. е. всички активи на дружеството участват в процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия.

В съответствие с Указания-НВ в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно т. 32.5. от Раздел II на Указания-НВ.

За новия ценови период оборотният капитал за производство е в размер на 19 218 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 19 193 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия - 25 хил. лв.

Норма на възвръщаемост

Използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2020 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,91%.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл. 31.1.б.«б» от Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Брикел“ ЕАД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. разходите за амортизации са на нивото на 2020 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Отчетената в „Брикел“ ЕАД средна работна заплата през базисната 2020 г. е 1 353 лв., което представлява изоставане с 42,18% в сравнение със средна брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2020 г. в дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 2 340 лв., съгласно данни на НСИ.

Отчита се увеличение на минималната работна заплата в страната от 01.01.2021 г. със 7% от 610 на 650 лв., което води до ръст на разходите в дружеството.

Дружеството е заложило увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 10%, като счита, че това увеличение отново няма да отчете състоянието на пазара на труда в региона на комплекса „Марица – изток” и няма да позволи наваксване в изоставането на възнагражденията в дружеството и достигане на конкурентоспособност на пазара на труда, тъй като заплатите в дружеството са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“.

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2020 г. възлизат на 14 601 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 11 342 хил. лв. и за осигуровки 3 259 хил. лв.

За периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. необходимите разходи са завишени на 12 476 хил. лв. за разходи за заплати и 3 553 хил. лв. за осигуровки.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно-постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2020 г. с 2% и са 3 054 хил. лв. Отразени са в справка № 1 „Разходи за производство“.

Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период и са коригирани с размера на отчетения от НСИ през 2020 г. ръст на инфлацията. Тя дава своето отражение на условно постоянните разходи, като води до увеличение на разходите за материали за текущо поддържане, изпитания на съоръженията, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н., т. е. до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Стойността на горивата в България се влияе изцяло от случващото се на международните пазари и по данни на Българската петролна и газова асоциация, от началото на 2021 г. до момента цената на най-масовия бензин А-95 се вдигна с малко под 13%, а на дизеловото гориво - с 13,6%. Вследствие на отчетеното повишение разходите за горива са увеличени с 10% спрямо базисната 2020 г.

Разходите за лицензионни такси са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2020 г.

В променливите разходи се включват: основното гориво за производство, гориво за разпалване - мазут, разходи за закупени квоти CO_2, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия, депониране на пепелина и др.

Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво за периода 01.07.2021 - 30.06.2022 г. - разходите за новия регулаторен период са изчислени като е запазена калоричността на горивния микс на нивото на базовата година.

Разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ, са изчислени на база отчетни стойности за базовата година.

Приложен е договор № 2 от 09.09.2015 г. за доставка на лигнитни въглища от „Мини Марица Изток“ ЕАД, ведно с допълнителните споразумения към него, включително и за 2021 г. В него перото „разходи за електрическа енергия за 1 kWh електроенергия“ се определя по действащата еднотарифна цена за средно напрежение на EVN за съответния месец.

При определяне на разходите за гориво са взети предвид определените от „Мини Марица изток“ ЕАД транспортни и маневрени такси в договор № МТ-093/2016г. за ползване от страна на „Брикел“ ЕАД на ЖП услуги и превозни услуги, предлагани от „Мини Марица Изток” ЕАД

От приложена справка е видно, че средната цена на горивния микс е 94,84 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2492 kcal/kg.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2021 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 94,65 лв/t при калоричност 2492 kcal/kg.

Гориво за разпалване мазут – разходите за мазут за новия регулаторен период са запазени на нивото на 2020 г.

Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация в дружеството да бъде реализирана с идентични специфични разходи на гориво както следва:

- за електрическа енергия - 225,68 g/kWh;

- за топлинна енергия - 116,06 kg/MWh;

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги:

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия за новия ценови период възлизат на 295 хил. лв. Те включват закупуването от НЕК ЕАД - Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 3 755 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на увеличената производствена програма, а цените - на база постигнатите резултати за 2020 г.

Разходите за консумативи - за новия ценови период възлизат на 1 576 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии. За новия ценови период е взето предвид, че увеличаващата се цена на въглеродните емисии на Европейската електроенергийна борса (EEX), неминуемо ще доведе и до повишаване на продажната цена на хидратната вар.

Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, железен сулфат, тринатриев фосфат, и др.

Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2020 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги за новия ценови период възлизат на 539 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Квоти за емисии на парникови газове:

Разходите за закупуване на квоти парникови газове през базовата 2020 г. са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии въглероден диоксид за 2020 г. в размер на 285 720,75 t.

Дружеството няма отпуснати безплатни квоти за емисии CO_2 (чл. 10в, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО) за инвестиции за 2020 г., а безплатни квоти за производство на топлинна енергия във връзка с чл.10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) за 2020 г. в размер на 121 445 t, са били заверени по сметката на дружеството в европейския регистър и са били усвоени за покриване на задълженията за 2019 г.

За 2021 г. и 2022 г. „Брикел“ ЕАД няма отпуснати безплатни квоти за емисии CO_2.

Липсата на безплатни квоти за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. е отразена в справка 2.14.1. за отпуснати и усвоени безплатни квоти за периода.

В ценовия модел (справки от №1 до №9) разходите за парникови газове за 2020 г. са в размер на 285 720,75 t по цена 46 евро/t, за което е приложена „Счетоводна справка за разходи за закупуване на CO_2 за 2020 г.“.

Прогнозното количество CO_2, емитирани от цялото производство, са изчислени на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма и възлизат на 343 844,90 t.

Изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишни емисии (публикуван на страницата на ИАОС), като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад

за базовата 2020 г. Така полученото за прогнозния период общо количество отделени емисии в размер на 343 844,90 t подлежи на закупуване.

С писмо с вх. № Е-14-31-5 от 23.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-31-9 от 17.06.2021 г. дружеството уведомява Комисията, че годишният финансов отчет за 2020 г. е в процес на изготвяне и не е одобрен.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 2 898 хил. лв. на 2 648 хил. лв. или с 250 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 12 476 хил. лв. на 11 342 хил. лв. или с 1 134 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 3 553 хил. лв. на 3 259 хил. лв., или с 294 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции са коригирани от:

- Други разходи за услуги от 16 хил. лв. на 0 хил. лв.;
- Други от 282 хил. лв. на 0 хил. лв.;
- Разходи за минали от 362 хил. лв. на 0 хил. лв., като неприсъщи за лицензионната дейност и съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 30 935 хил. лв. на 34 298 хил. лв. или с 3 363 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 343 845 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

		Вид гориво			
Показател	Димензия	Твърди – Лигнит	Течни – мазут	Биомаса	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	76,2315	77,400	100,00	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t	8,3044	40,000	13,48	
3. Коефициент на окисление:	-	80,48%	100,00%	100,00%	
4. Количество гориво:	t	667 405	1 229	282 000	950 634
5. Емисии CO_2	t	340 039	3 806	0	343 845

Прогнозни емисии CO_2 – 343 845 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 343 845 t X 99,75 лв./t = 34 298 хил. лв.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,85% на 4,39% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**291 210**
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**5 109**

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-31-7 от 02.06.2021 г. дружеството е представило възражение, както следва:

1. Дружеството посочва, че през последните три месеца борсовата цена на CO_2 квоти се е увеличила с почти 20 евро/t и към 31 май 2021 г. се търгуват на нива от 52 евро/t, което показва, че използваната от работната група прогнозна цена на CO_2 квоти от 47 евро/t, с която са изчислени разходите на дружеството за емисии на парникови газове е силно занижена. Дружеството счита, че това решение ще го лиши от финансов ресурс за закупуване на необходимите количества въглеродни емисии за периода.

2. Възразява се срещу извършената корекция в справка № 1 „Разходи“ относно разходите за ремонт, които са коригирани от 2 898 хил. лв. на 2 648 хил. лв. или с 250 хил. лв. и считат, че намаляването на разходите за ремонт ще лиши дружеството от възможност за осигуряване на финансов и организационен ресурс за изпълнение на планираната ремонтна програма, което ще доведе до задълбочаване на проблемите с аварийността на производствените съоръжения, а от там и до неизпълнение на производствената програма. Не е съгласно с твърдението, че липсват финансови и организационни възможности за извършване на ремонтни дейности от страна на „Брикел“ ЕАД. Заявява се, че източникът на финансиране на предвидените разходи за ремонт са средствата, които ще се генерират като приходи от продажбата на топлинната и електрическата енергия.

3. Възразява се срещу извършената корекция на разходите за заплати и възнаграждения, които са коригирани от 12 476 хил. лв. на 11 342 хил. лв. или с 1 134 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие т. 1.3 от общия подход. Посочва се, че средната работна заплата в „Брикел“ ЕАД през базисната 2020 г. е 1 353 лв., което представлява изоставане с 42,18% в сравнение със средната брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2020 г. в дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 2 340 лв., съгласно данни на НСИ. Посочва се, че минималната работна заплата в страната от 01.01.2021 г. е увеличена от 610 на 650 лв., което води до ръст на разходите в дружеството. Счита, че заложеното увеличение от 10% на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година няма да отчете състоянието на пазара на труда в региона на комплекса „Марица-изток“ и няма да позволи наваксване в изоставането на възнагражденията в дружеството и достигане на конкурентоспособност на пазара на труда. Намаляването на разходите за заплати и осигуровки

не позволява на дружеството извършването на необходимите дейности за ремонт и поддръжка на съоръженията в изправност, и не дава възможност за увеличаване на производството или на числеността на персонала, чрез който да бъдат извършвани дейности по поддръжка.

4. Възразява се срещу извършената корекция на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“. Посочват, че през новия ценови период не предвиждат занижени режими на производство, но дори производствените параметри да се запазят количествено, стойността на необходимите разходи през новия регулаторен период ще бъде над нивата на базисната година и дружеството няма как да изпълни производствената си програма. При постоянно нарастващи цени на горивата на международните пазари, при така зададените параметри, „Брикел“ ЕАД няма как да изпълнява договорите си за превоз на персонала, за нуждите на автотранспорта. Възразяват срещу намаляване на разходите за лицензионни такси, като част от УПР и посочват, че те се формират като процент от получените приходи от дружеството и увеличената цена на електрическа и топлинна енергия ще доведе до по-високи лицензионни такси, тъй като нивото на прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия е запазено.

5. Възразява се срещу извършената корекция в допълнително добавените разходни позиции, а именно: „Други разходи за услуги“ от 16 хил. лв. на 0 хил. лв.; „Други“ от 282 хил. лв. на 0 хил. лв. и „Разходи за минали“ от 362 хил. лв. на 0 хил. лв. Считат, че в справка № 1 празните редове след всички описани разходни позиции са оставени с цел допълване на разходи, които не са изброени в предходните. Според дружеството те са присъщи разходи, извършени от дружеството и поради тази причина те са отразени в допълнителни редове с наименование „други разходи и услуги“ и „други“.

6. Възразява се срещу извършената корекция в справка № 3 на общата норма на възвръщаемост на капитала от 6,85% на 4,39% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход. Дружеството счита, че приложеният в Доклада подход не отчита факта, че кредитите, отпуснати на дружеството са усвоени в предходни периоди, когато лихвените нива са били значително по-високи и че кредитополучателите не разполагат с правната възможност да предоговарят ежегодно лихвените проценти по получените кредити. Сключените договори за кредити датират от 2006 г. и 2010 г. и са със срок на ползване - 30.12.2024 г. Съгласно статистическите данни на БНБ за пазарните нива на лихвения процент по години и месеци, средният лихвен процент за 2010 г. е 10,16%. Същевременно действащите договори с „Брикел“ ЕАД са със среден лихвен процент 10,91%, като достигнатият договорен лихвен процент е бил оптимален за двете страни.

По отношение на НВ на собствения капитал: дружеството счита, че намаляването ѝ ще го лиши от възможността да извършва инвестиционни разходи и да изпълни заложената инвестиционна програма. Счита се, че използваният от Комисията подход не съответства на метода за регулиране „норма на възвращаемост“, тъй като непризнаването в реални размери на лихвите по кредитите като разходи по привлечения капитал, които да съответстват на сключените договори за кредит, ще формира загуби за дружеството. Според „Брикел“ ЕАД извършените корекции са в разрез с правилото, уредено в чл. 31, т. 4 от ЗЕ и с принципа посочен в чл. 31, т. 2 от ЗЕ. При така утвърдената цена на електрическа енергия и премии, „Брикел“ ЕАД няма да достигне размера на необходимите годишни приходи, за да не работи на загуба. Дружеството посочва, че приложеният в Доклада подход не съответства на приетите от КЕВР Указания-НВ, и на метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост“, предвид на което следва да бъде извършена корекция на утвърдените цени и премии за електроенергия.

7. Относно извършената корекция на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ по въглеродни емисии е допусната техническа грешка. Дружеството посочва, че недовзетия приход от въглеродни емисии изчислен за дружеството е в размер на 2 612, но в хил. евро, а не както е записан в хил. лв. и настоява да бъде отстранена допуснатата техническа грешка.

След преглед на постъпилото от дружеството възражение Комисията счита:

1. Относно прогнозната цена на CO_2 квоти – възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

2. Възражението относно корекцията на разходите за ремонт, на разходите за заплати и възнаграждения и „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ не се приема.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за основно гориво и емисии в структурата на разходите в рамките на 73,47% и при повишение на цената на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата „топлоснабдяване“ се повишава драстично само под влиянието на този обективен фактор. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени или за сметка на оптимизиране на други разходи.

3. Възражението на дружеството относно допълнително добавените разходни позиции: „Други разходи за услуги“, „Други“ и „Разходи за минали“ не се приема.

Съгласно т. 14.1 от Указания-НВ „към предложението за утвърждаване на цени, дружеството представя подробна писмена обосновка за начина на прогнозиране на разходите. Дружествата представят детайлно всички други разходи, които са пряко свързани с дейностите и не са описани в справките към Указанията“. Възражението на дружеството не е съобразено с посочените изисквания.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на капитала не се приема. Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход. Съгласно чл. 15 от НРЦЕЕ и чл. 10 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. При утвърждаване на цени по метода „норма на възвръщаемост на капитала“ всички ценообразуващи елементи следва да имат прогнозен характер и се отнасят за прогнозния период. Лихвите по кредитите представляват финансови разходи, които не се включват в състава на признатите от Комисията разходи на основание чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 11, ал. 2 от НРЦЕЕ.

5. Възражението на дружеството относно корекциите на необходимите приходи се приема.

Допуснатата неточност при изчисленията на недовзетия приход, свързана с превалутирането на разходите за емисии, е отстранена.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 223,12 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 98,05 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 70,39 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 170 102 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 166 666 хил. лв., от които условно-постоянни – 31 540 хил. лв. и променливи – 135 126 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 78 214 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,39%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 435 210 MWh, в т. ч. собственото потребление – 19 210 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 807 MWh

23. „Солвей Соди“ АД

Дружеството е представило чрез единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-12-18-1 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което са приложени документи на електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 438,38 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 32,32 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 115,42 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/kg;

- газьол – 851,89 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/kg;

- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 116,00 лв./t с калоричност 4 000 kcal/kg.

„Солвей Соди“ АД е представило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както следва:

Производствена програма

Дружеството посочва, че единственият консуматор на топлинна и електрическа енергии през 2020 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД. Изпълнението на производствената програма е било силно засегнато от световната пандемия с COVID-19. За календарната 2020 г. неизпълнението е около 10%, а за регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. очакваното неизпълнение е около 5%. От м. декември 2020 г. е започнало плавно увеличение на търсенето на калцинирана сода и на бикарбонат и очакванията са от м. май 2021 г. производствените инсталации да заработят на пълен капацитет, като през 2021 г. – 2022 г. не се очакват промени.

Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период, е базирано на заявената консумация на топлинна и електрическа енергия от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат. Посочва се, че изготвената производствена програма отчита възстановяването на световните пазари, където „Солвей Соди“ АД реализира над 98% от своята продукция, като се отбелязва, че дружеството е в конкуренция с производители извън Европейския съюз, чиято себестойност на продукцията не е натоварена с разходи за емисии на CO_2.

***УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**:*

*- **Разходите за амортизации** се прогнозират на база стойността на дълготрайните материални активи към 31 декември на предходната година и очакваните въвеждания на нови активи през текущата година, в съответствие с плана за изпълнение на инвестиционната програма.*

*- **Разходите за ремонт** се определят на база утвърдена програма за основни и средни ремонти, план за превантивна поддръжка и прогноза за необходимостта от корективна поддръжка. Последната се прави въз основа на статистика и натрупан опит от минали*

периоди. Приложени са детайлни справки, по основни съоръжения за реализираните разходи през 2020 г. и планираните за 2021 г. и 2022 г.

- Разходи за заплати и възнаграждения *се определят на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. Увеличената прогноза с 5% на тези разходи през регулаторен период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо отчета за 2020 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор.*

- Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, *се прогнозират на база статистическа информация от предходни периоди, промени дължащи се на други фактори, като също така се вземат предвид и прогнозни очаквания.*

- Прогнозни разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Застраховките *са повишени, тъй като за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е извършена актуализирана оценка на сградите и съоръженията, което е довело до увеличена премия през този период. За новия регулаторен период е планирано допълнително 5% увеличение на застраховките, считано от 01.01.2022 г. на база очаквана инфлация;*

Разходите за въоръжена и противопожарна охрана *са повишени вследствие на предоговаряне с доставчиците, извършващи тези услуги, предизвикано от повишение на минималната работна заплата;*

Данъците и таксите, абонаментното поддържане, експертните и одиторски разходи, безплатната предпазна храна, съгласно нормативен акт и служебните карти и пътувания *са повишени с 5% спрямо отчетната 2020 г. на база на очаквана инфлация;*

Дружеството заявява, че всички останали елементи в тази група остават непроменени спрямо отчетната 2020 г.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

- Цената на твърдите горива *за прогнозния регулаторен период е определена съгласно указанията на Комисията, като средно претеглена стойност на складови наличности към 01.03.2020 г. и средно претеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ 1,65973 лв./USD, валиден към 10:00 h на 30.03.2021 г.*

- Разходите за горива, вода и консумативи *се определят на база заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите и съответната ефективност на отделните инсталации. Прогнозната консумация на топлоенергия от потребителите се определя на годишна база, като на всяко тримесечие и ежемесечно прогнозите се обновяват за съответния период.*

- Разходи за емисии на парникови газове *(CO_2) за предстоящия ценови период са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма и количеството безплатни квоти за емисии, които получава дружеството, при цена 40 евро/t CO_2, съгласно указанията в Писмото.*

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 4 405 хил. лв. на 3 967 хил. лв. или с 438 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 953 хил. лв. на 3 761 хил. лв. или със 192 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 037 хил. лв. на 983 хил. лв. или с 54 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 54 763 хил. лв. на 69 823 хил. лв. или с 15 060 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 700 000 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

- На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO_2 – 700 000 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 700 000 t X 99,75 лв./t = 69 823 хил. лв.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,85% на 4,39% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по въглеродни емисии

	2020/2021	**Общо:**
Количество, Qe	t	**1 441 000**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**25 281**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на ТЕЦ „Солвей Соди“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 203,39 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 78,32 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 58,88 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 205 990 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 200 039 хил. лв., от които условно-постоянни – 106 491 хил. лв. и променливи – 93 548 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 144 481 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 176 431 MWh, в т. ч. собственото потребление и към други потребители – 166 215 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 888 784 MWh

<u>24. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР, с изключение на отчетни справки за 2020 г. по ЕССО.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 288,36 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара – 73,91 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без акциз и ДДС), както следва:

- природен газ, доставян по газоразпределителната мрежа на „Овергаз мрежи“ АД – 477,93 лв./knm^3 с калоричност 8 100 kcal/knm^3;
- въглища – 154,66 лв./t с калоричност 5 100 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 130,00 лв./t с калоричност 4 100 kcal/kg).

Обосновка на технико-икономическите показатели в производството и на прогнозните ценообразуващи елементи, представена от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

За новия ценови период прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода – Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлинна енергия от ТЕЦ. За периода се очаква добро натоварване, а именно две кампании със Завод за захар за преработка на 50 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м.август – м. септември 2021 г. и през м. април – м. май 2022 г. с ПГ №1 при натоварване 50-55 t/h или реализация на 55 760 MW$_{т.е.}$ и производство на 5 952 MW$_{ел.ен.}$ Приложени са договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ ЕАД и „Захарни заводи“ АД.

За новия ценови период се предвижда продажба на 4 712 MWh високоефективна комбинирана ел.енергия, като –3 612 MWh е високоефективната комбинирана електрическа енергия, която ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД (в изпълнение на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ.

УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Разходи за амортизации

За 2020 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 530 хил. лв.

Отчитането на дълготрайните активи и амортизациите в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние.

Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в Отчета за всеобхватните доходи в периода на тяхното възникване, освен ако има вероятност те да спомогнат на актива да генерира повече от първоначално предвидените бъдещи икономически изгоди и когато тези разходи могат надеждно да бъдат оценени и отнесени към актива. В тези случаи разходите се добавят към себестойността на актива. Амортизацията на дълготрайните материални активи се начислява, като се използва линейният метод върху оценения полезен живот на отделните групи активи.

Амортизациите започват да се начисляват от месеца, следващ месеца, в който е въведен активът.

Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лв.

През периода 2021 г. - 2022 г. дружеството предвижда да направи инвестиции на стойност 16 хил. лв.

На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на топлинна и електрическа енергия. ДМА, участващи при комбинираното производство се приемат като „общи“ за производството,

например без парогенераторите и съоръжения към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като общи за комбинираното производство. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлоенергия са РОУ и БРОУ, Бойлерна станция. При „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлинна енергия и инсталации за пренос. Клиентите на топлинна енергия са свързани с паропроводи на колектор 6 ata, захранващ се с отработена пара след турбината. Приложена е справка № 3, където ДМА са разделени съответно за производство на топлинна и електрическа енергия и общо за двата продукта за периода 2020 г.

Разходи за ремонт

В ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни, с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планувани са ремонти на съоръжения в химичен цех, топлосилов цех и Въглеподаване. Приложена е ремонтна програма за новия ценови период Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед поддръжката на съоръженията и тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите.

Разходи за заплати и възнаграждения

За новия ценови период разходите за заплати и възнаграждения са 931 хил. лв., а за отчетната 2020 г. са 1 107 хил. лв. За ценовия период 2020-2021 г. разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала по време на работа е оптимизиран до 57 бр. Поради повишаването на минималната работна заплата и изравняването ѝ с някои основни работни заплати се налага промяна на същите и актуализация на другите, за да се намали текучеството на персонала и попълването на незаети позиции в структурата на дружеството.

Предвидени са и средства за изплащане на обезщетения при пенсиониране, поради навършване на пенсионна възраст на някои работници. Също така повишаването на заплатите е свързано и с поставена цел от ръководството, за доближаване към средната работна заплата в сектор „Енергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот на работещите в дружеството.

Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Разходите, включени в тази част, са увеличени спрямо 2020 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчета за 2020 г. Увеличени са с 12 хил. лв. в перото „безплатна храна, съгласно нормативен акт“ на база на сключен нов Колективен трудов договор от 29.12.2020 г.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

***Цената на въглищата** е образувана на база наличните въглища на склад, към 01.03.2021 г. и дължимите доставки на въглища по нов договор от 01.10.2020 г. В цената по договора – 94 USD/t влизат и разходите за транспорта по река Дунав и Черноморския басейн, разходите за товаро – разтоварни дейности на пристанищата в гр. Русе, гр. Лом, гр. Бургас и др.*

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД работи с въглища, внос от Русия, които са висококалорични марка „Д“ и „ДОМ“. Те притежават определени характеристики и параметри, които са определящи за нормалното и безопасно протичане на технологичния процес – ниско съдържание на сяра до 0,5%, съдържание на летливи вещества до 36%. Друго изискване към въглищата, които се изгарят в ТЕЦ, е съгласно Условие 9.2.11. от Комплексно разрешително №54/2005 г., актуализирано с Решение №54-НО-ИО-А4-ТГ1/2017 г.: „Притежателят на настоящото разрешително се задължава да използва въглища със съдържание на сяра под 0,5%, гарантиращо спазване на емисионните норми за SO_2.“. Освен това „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД има ограничения относно емисии на прах и азотни окиси, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Тези

обстоятелства ограничават района, от който могат да се доставят въглища с посочените характеристики, като на практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия.

***Цената на природния газ** е определена съгласно указанията, дадени в Писмото. Цената на природен газ включва – пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД за количества до 528 MWh.*

Цена на пр. газ 49,69 лв./MWh
Цена за пренос 0,4681 лв/MWh
Цена за достъп 1,6654 лв./MWh
Цена + достъп + пренос 51,82 лв./MWh
Коефициент на преобразуване 10,520 kWh/m^3

Цена на биогориво:

За новият вид гориво е приключила процедурата по актуализация на комплексно разрешително, съгласно което се разрешава употребата на биомаса като гориво, отговарящо на определението, съгласно § 1, т. 1 от „Допълнителни разпоредби“ на Закона за управление на отпадъците. Приложена е оферта с цената, на която ще бъде закупено биогоривото.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на енергия и на база промени в цените за закупуването им.

$СН_{ел.ен}$ на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2020 г. и прогнозата за производството на топлинна и електрическа енергия, съгласно наличните производствени мощности.

Разходите за закупена електрическа енергия са съобразени с:

- *Изграждането на водооборотен цикъл, което налага допълнително закупуване на ел. енергия за захранване на помпи оборотна вода;*
- *Провеждане на две кампании с „Завод за захар“;*
- *Прогнозирана е по-висока цена на купена електрическа енергия, поради тенденцията за нейното увеличение.*

Разходите за външни услуги се предвижда да са по-ниски от отчета за 2020 г.

Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2021 г.- 30.06.2022 г.:

За 2020 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са били 22 027 t. Определени за ТЕЦ безплатни квоти са 15 304 t. През изтеклата година са изгорени 11 97,430 t въглища и 47,568 knm^3 природен газ., които емитират общо 24 263 t емисии. Поради тази причина количествата квоти от въглеродни емисии за закупуване са 8 959 t. Изразходените средства за покупка на емисии за 2020 г. са общо 376 хил. лв. Средната цена на недостигащите квоти за периода е 21,46 евро/t.

За новия ценови период 2021 г. - 2022 г. е предвидено да бъдат изгорени 9 668 t въглища и 30 knm^3 природен газ. Тези горива ще емитират общо 18 584 t емисии CO_2. За 2021 г. безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Г.Оряховица“ ЕАД са 9 538 t от безплатните квоти на „Захарни заводи“ АД. Остават за закупуване 9 046 t. Цената за период 2021 г. – 2022 г. е определена на 40 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е заложена сума за закупуване 708 хил. лв.

С писмо № Е-14-55-3 от 22.04.2021 г. дружеството е представило допълнителна информация относно определянето на количествата отделени емисии CO_2 за отчетния и за новия ценови периоди.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 708 хил. лв. на 902 хил. лв. или със 194 хил. лв., като предложените количества от дружеството през новия ценови период в размер на 9 045 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO_2 – 9 045 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 9 045 t X 99,75 лв./t = 902 хил. лв.

Допълнително е извършено преразпределение в топлинната енергия.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,18% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирано количеството въглища с 500 t до достигане на общата енергийна ефективност до отчетената през базисната година.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 43,98 лв./MWh;

3. Пренос – 0,47 лв./MWh;

4. Достъп – 1,67 лв./MWh;

5. ГРД – 22,65 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 68,77 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	**32**
Цена на пр. газ, Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**34,80**
Цена на пр. газ, Ц търговец	лв./MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,69	**49,69**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,33	**-0,33**
Цена на пр. газ, Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**45,27**
		-19,10	-18,67	-22,46	-24,72	-28,21	-27,70	-26,93	-30,39	-28,64	-33,19	-37,71	4,42	
Цена на пр. газ, Цпl	лв./MWh	9,55	9,34	11,23	12,36	14,11	13,85	13,47	15,20	14,32	16,60	18,86	45,27	**45,27**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**1 315**
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-23,07**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -23,40

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-55-4 от 01.06.2021 г. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило следното становище:

В подаденото от дружеството заявление няма нови добавени разходни позиции. За новия ценови период прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода - Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлинна енергия от ТЕЦ. За периода дружеството планира добро натоварване, а именно две кампании със Завод за захар за преработка на 50 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт.

В заявлението за цени са представени обосновки за всички ценообразуващи елементи съгласно Указания-НВ и дружеството изразява своето съгласие с представения Доклад в частта, която се отнася до „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, и приема така определените цени на електрическата и топлинна енергия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 206,65 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 81,58 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 81,14 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 5 498 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 239 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 993 хил. лв. и променливи – 2 247 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 280 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 712 MWh, в т. ч. към други потребители – 3 612 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 55 760 MWh

25. „Декотекс“ АД

С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението дружеството не е представило отчетни справки по ЕССО за 2020 г., както и действащи договори за доставка на природен газ и за продажба на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 199,88 лв./MWh
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 55,02 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 55,02 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 483,16 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Обосновката на „Декотекс“ АД за прогнозните ценообразуващи елементи е следната:

УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. е 1 391 хил. лв.

Разходи за амортизации

Амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани в съответствие с въведените през 2020 г. в експлоатация нови ДМА – собствено газопроводно отклонение, отоплителна инсталации, свързани с регулираната дейност - 210 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а имено 78 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 132 хил. лв. за електрическата енергия.

Разходи за ремонт

Прогнозните разходи за ремонт са в размер на 320 хил. лв.

Предвиждат се разходи за ремонт вследствие на неизвършени ремонтни дейности, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период. Разходите произтичат от следните ремонтни дейности:

- *Подмяна на буталната група на двигателя – 260 000 лв.*
- *Подмяна на маслена помпа - 20 000 лв.*
- *Подмяна на водна помпа – 10 000 лв.*
- *Подмяна на пръстите на кобилиците на цилиндровите глави – 19 000 лв.*

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 601 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 210 хил. лв. са изчислени на база предвидените работни часове на системата съответно разходите за масла, антифриз, свещи, бобини, филтри.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Променливите разходи на дружеството за периода 2021 - 2022 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите (РБА)

РБА за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. е в размер на 3 690 хил. лв. към 31.12.2020 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2020 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности.

Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 620 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

Норма на възвръщаемост

Нормата на възвръщаемост на капитала за новия ценови период 2021 - 2022 г. е в размер на 6,18%, изчислена съгласно Указания-НВ като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2020 г. В капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 215 хил. лв. на 168 хил. лв. или с 47 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 45 хил. лв. на 39 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,18% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и

индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,30 лв./MWh;
3. Пренос – 0,42 лв./MWh;
4. Достъп – 2,07 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 48,79 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	656	1 763	1 681	1 899	2 481	2 527	3 249	3 857	2 000	2 460	2 500	0	**25 073**
Цена на пр. газ, Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,32**
Цена на пр. газ, Ц търговец	лв./MWh	18,80	18,37	21,66	28,15	29,55	28,70	30,44	30,58	28,90	43,01	43,01	0,00	**30,65**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	2,70	8,02	1,70	10,10	4,54	5,91	23,30	14,31	10,92	3,96	-7,28	0,00	**78**
Цена на пр. газ, Цбг.	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,24**
		-0,30	-0,30	-0,80	3,43	1,34	1,00	3,51	0,19	0,26	9,82	5,30	-45,27	
Цена на пр. газ, Цпl	лв./MWh	18,95	18,52	22,06	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	37,71	22,64	**28,20**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Декотекс“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 231,70 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,63 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 105,10 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 107,68 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 3 917 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 773 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 260 хил. лв. и променливи – 2 513 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 501 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 11 280 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 9 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 930 MWh

<u>26. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД</u>

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-57-1 от 30.03.2021 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Не са представени следните документи: договори за доставка на горива, договори за продажба на електрическата енергия и годишен финансов отчет за 2020 г. с пояснителни бележки, който да е заверен от одитор.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 145,28 лв./MWh.
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 154,66 лв./MWh.
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 199,68 лв./MWh;

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 350,00 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 203 kcal/knm^3.

„Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД е представило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както следва:

• ***Условно постоянни разходи*** *– планирани са в общ размер на 848 хил. лв.*

• ***Разходи за амортизации*** *– амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2020 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност - 108 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а имено 30 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 78 хил. лв за електрическата енергия.*

• ***Разходите за ремонт*** *са в размер на 315 хил. лв. Те са планирани вследствие на неизвършени ремонти, свързани с техническите изисквания на завода-производител за*

двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период. Ремонтните дейности са за: ремонт на генераторен прекъсвач, ремонт на комплектен трансформаторен пост (КТП) и настройки на релейни защити, подмяна охладителна течност – антифриз, подмяна стартерни акумулаторни батерии, ремонт зарядна станция на акумулаторни батерии, смяна на двигателно масло и маслени филтри, подмяна на въздушни филтри и консумативи, проверка на топлинна хлабина на клапаните, ремонт UPS, подмяна акумулаторни батерии UPS, подмяна контролна платка измервателен блок на когенерационната система, ремонт на HMI дисплей на когенерационната система, подмяна на регулатора природен газ, ремонт регулатор за ниво на котел утилизатор, ремонт на охладителната система (смяна термостати на голям и малък охладителен кръг, ремонт на основни циркулационни помпи), ремонт на маслената система на двигателя, смяна на: 16 бр. цилиндрови глави на двигателя на машината; 16 бр. запалителни свещи; 16 бр. запалителни бобини; 16 бр. гумени уплътнения на бобините; смяна на гарнитури на центробежен филтър, смяна на О-пръстени и гъвкави маркучи по двигателя, ремонт на стартера на двигателя, ремонт на турбокомпресора на двигателя, техническо обслужване на възли и детайли, подмяна на зъбен венец на маховика на двигателя, смяна на лагерите на електрическата част на когенерацията, подмяна на съединител на двигателя, ремонт на подгревна система на двигателя за студент старт, подмяна на антивибрационните тампони на двигателя, ремонт на система за автоматично пускане на когенерационната система, ремонт на вентилатори за свеж въздух към когенерацията, подмяна на контролер на помпеният възел и ремонт на помпи за питателна вода - котел и прилежащите им кранове и възвратни клапани.

• ***Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ*** *– общият им размер е 173 хил. лв.*

• ***Променливите разходи*** *за прогнозния период са в размер на 1 572 хил. лв. и са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.*

• ***Регулаторната база на активите*** *е в размер на 1 923 хил. лв. към 31.12.2020 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2020 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 66 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.*

• ***Нормата на възвръщаемост*** *за новия ценови период е в размер на 7,78%, като тя е изчислена, съгласно Указания-НВ, като средно-претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2020 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.*

Образуване на цените

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,78% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 45,76 лв./MWh;

3. Пренос – 0,49 лв./MWh;

4. Достъп – 1,5 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 47,75 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ не са извършвани, тъй като дружеството не е работило през предходния регулаторен период.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Енергиен център Зебра“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 227,37 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 102,30 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 150,00 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 140,96 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 4 553 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 463 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 2 797 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 178 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 736 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 168 MWh

27. „Белла България“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-77-1 от 02.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

„Белла България“ АД предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 142,90 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 350,49 лв./knm^3 и при долна работна калоричност на природния газ – 8 172 kcal/knm^3.

Към заявлението не е приложен одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. с всички приложения към него, поради това, че същият не е заверен от одитор, което е видно от описа.

Дружеството е представило обосновка за новия ценови период, както следва:

„Белла България“ АД експлоатира инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с инсталирана електрическа мощност 1,05 MWe. Произведената топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 100% от нетната електрическа енергия се продава на „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД по договор за покупко-продажба на електрическа енергия.

За новия ценови регулаторен период дружеството предвижда брутното производство на електрическа и топлинна енергия да се запази на почти същите нива спрямо отчетния период 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. Прогнозира се произведената брутна електрическа енергия да достигне 8 249 MWh, което е с 499 MWh повече спрямо отчетния ценови период или 6,44% увеличение, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 848 MWh, което е с 206 MWh повече от отчетния ценови период или 2,38% увеличение.

Дружеството предвижда количеството електрическа енергия за продажба да бъде 7 882 MWh, което с 543 MWh повече от отчетния период или 7,4% увеличение.

През м. януари и м. февруари 2020 г. „Белла България“ АД е извършила основен ремонт на двигателя на когенератора, който се осъществява на всеки 80 000 работни часа по препоръка на завода-производител, и поради това съоръжението не е работило, което е довело до по-малко произведена електрическа и топлинна енергия и по-ниски променливи

разходи, свързани с дейността през 2020 г.

*Прогнозираните **условно-постоянни разходи** за дейността през новия ценови период се запазват на същите нива – 0,61% разлика спрямо отчетния ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.*

През първото тримесечие на 2022 г. „Белла България“ АД е планирало да извърши основен ремонт на съоръжението, който се прави на всеки 16 000 работни часа, както и на котел-утилизатора за повишаване ефективността на производство на топлинна енергия. Планираната инвестиция възлиза на 250 хил. лв.

*През новия ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. се предвижда увеличение в **променливите разходи** спрямо отчетния, което основно се дължи на прогнозираното по-голямо производство на съоръжението и свързаните с това по-големи необходими количества за основните суровини, вода и закупувана електрическа енергия за нуждите на производството. Освен това са взети в предвид и промяната на цените на някои основни суровини.*

Дружеството е представило в табличен вид цените на водата за гр. Ямбол, утвърдени от КЕВР, както и цени на закупената електрическа енергия за производството.

Посочва се, че предложената цена за новия ценови период от 142,90 лв/MWh е изчислена с прогнозна индивидуална цена на природния газ за „Белла България“ АД, съгласно решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. – 30,43 лв./MWh.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,18% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 45,64 лв./MWh;
3. Пренос – 0,61 лв./MWh;
4. Достъп – 2,17 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 48,95 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 029	1 080	1 039	1 115	1 065	1 084	1 066	985	1 022	1 022	1 022	1 022	**12 554**
Цена на пр. газ, Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**30,45**
Цена на пр. газ, Ц търговец	лв./MWh	19,13	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	29,56	29,56	29,56	**26,24**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	4,09	4,75	0,63	5,93	1,95	2,54	7,65	3,66	5,58	3,50	1,19	-2,67	**39**
Цена на пр. газ, Цбг.	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,48**
		0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,63	-8,15	-15,71	
Цена на пр. газ, Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	31,38	33,64	37,42	**27,36**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Белла България“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,00 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 46,93 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 204 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 728 хил. лв. и променливи – 1 379 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 343 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 882 MWh

<u>28. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД</u>

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-63-1 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 172,33 лв./MWh (без ДДС), като в ценовия модел (Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“) не са посочени прогнозна цена на природния газ и долна работна калоричност, с които са извършени съответните изчисления.

„Димитър Маджаров – 2“ ЕООД не е представило одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. и справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е представило кратка обосновка, в която се посочва следното:

На площадката на предприятието за месопреработване има инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с инсталирана електрическа мощност 0,835 MW и топлинна 1,042 MW. Също така има инсталирани парен котел ПКМ-2,5 за производство на пара и като резерв, водогреен котел „PRESS-T1250“ и генератор за пара „STEAM 2000“.

За новия ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. дружеството не предвижда увеличаване на производството на електрическа и топлинна енергия, тъй като електрическата мощност на предприятието е динамична, и излишъкът на електрическа енергия, който е в порядъка на 10-15% от брутното производство на електрическа енергия се продава на „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление.

Дружеството планира увеличение на променливите разходи спрямо отчетния период, което основно се дължи на прогнозния ръст на амортизация и в промяна цените на някои от основните суровини: природен газ, вода и електрическа енергия за нуждите на предприятието.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,56% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна

цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 45,75 лв./MWh;
3. Пренос – 0,6 лв./MWh;
4. Достъп – 1,87 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 48,22 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 029	1 080	1 039	1 115	1 065	1 084	1 066	985	1 022	1 022	1 022	1 022	**12 554**
Цена на пр. газ, Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**30,45**
Цена на пр. газ, Ц търговец	лв./MWh	19,13	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	29,56	29,56	29,56	**26,24**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	4,09	4,75	0,63	5,93	1,95	2,54	7,65	3,66	5,58	3,50	1,19	-2,67	**39**
Цена на пр. газ, Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,48**
		0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,63	-8,15	-15,71	
Цена на пр. газ, Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	31,38	33,64	37,42	**27,36**

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 133,78 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 8,71 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 244 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 182 хил. лв., от които условно-постоянни – 559 хил. лв. и променливи – 623 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 511 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 500 MWh

29. „Овердрайв“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Със заявлението, дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 347,57 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 669,53 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 190 kcal/knm^3.

„Овердрайв“ АД е представило следната обосновка:

• ***Производствена програма –*** *през новия регулаторен период когенерационната инсталация (2 газови когенератора) с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW и топлинна мощност 0,33 MW се предвижда да постигне следните производствени показатели:*

- Произведена електрическа енергия – бруто – 1 450 MWh;

- Електрическа енергия за собствени нужди – 350 MWh;

- Електрическа енергия за продажба – 1 100 MWh;

- Произведена топлинна енергия – брутна – 1 700 MWh.

Дружеството посочва, че тази производствена програма ще покрие нуждите на предприятието, собственост на „Овердрайв“ АД. Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „ЧЕЗ Електро България“ АД.

Инвестиционна и ремонтна програма *– предвиждат се следните ремонтни дейности: основно обслужване и ремонт на двата когенератора; подмяна на спирателна и предпазна арматура на вход и изход от когенераторите; подмяна на три пластинчати топлообменника преди колектора; подмяна на една циркулационна помпа; основен ремонт на абсорбционен чилър и настройка за работа и частичен ремонт на тръбното трасе до охладителите.*

Условно-постоянни разходи *– дълготрайните материални активи, с отчетна стойност 843 хил. лв. към 31.12.2020 г. са амортизирани до 288 хил. лв. През 2021 г. ще бъде начислена амортизация в размер на 49 хил. лв.*

Променливи разходи *– около 87% от тях се изразходват за доставка на природен газ, включително и акциз. Дружеството посочва, че цената на природния газ се утвърждава от КЕВР за доставчика „Овергаз Мрежи“ АД.*

Възвръщаемост на капитала *– нормата за възвращаемост на собствения капитал е определена на 7%.*

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 47 хил. лв. на 21 хил. лв. или с 26 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 84 хил. лв. на 50 хил. лв. или с 34 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 12 хил. лв. на 10 хил. лв. или с 2 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,78% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,41 лв./MWh;
3. Пренос – 0,51 лв./MWh;
4. Достъп – 1,43 лв./MWh;
5. Газоразпределително дружество – 30,45 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 78,80 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	19	21	16	20	24	24	15	0	40	46	29	23	**277**
Цена на пр. газ, Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,10**
Цена на пр. газ, Ц търговец	лв./MWh	34,02	33,59	37,38	39,64	43,13	42,62	41,85	0,00	58,99	40,12	37,27	35,25	**41,63**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,08	0,09	0,01	0,10	0,04	0,06	0,11	0,00	0,22	0,07	-0,08	-0,13	**1**
Цена на пр. газ, Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**29,45**
		14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	-30,39	30,35	6,93	-0,44	-10,02	
Цена на пр. газ, Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	15,20	28,64	33,19	37,49	40,26	**29,01**

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 388,38 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 637 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 622 хил. лв., от които условно-постоянни – 235 хил. лв. и променливи – 387 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 360 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh

30. „МБАЛ – Търговище“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило документи на хартиен и електронен носител, съгласно описа към заявлението.

Дружеството предлага за определяне, считано от 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 599,16 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 512,78 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 151 kcal/knm^3.

Дружеството не е представило подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период, но в придружителното писмо се посочва, че съгласно изискванията на завода-производител за експлоатация на когенерационния модул, на всеки 1 250 работни часа е необходимо да бъде извършен задължителен текущ ремонт по определен алгоритъм. За поддържане на доброто техническо състояние на инсталацията се спазват всички изисквания на производителя. През изминалия период, освен задължителните ремонтни дейности са били извършени множество аварийни ремонти, без влагане на резервни части, като през това време инсталацията е била в престой, което е видно от намалените работни часове. Дружеството счита, че тези проблеми са отстранени към настоящия момент.

Към заявлението е представен предварителен годишен финансов отчет за 2020 г., като е уточнено, че след заверка от одитор, същият ще бъде представен заедно с доклад за дейността на дружеството. Не са представени справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са направени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 94 хил. лв. на 26 хил. лв. или с 68 хил. лв., при постоянно заети 2 лица и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 18 хил. лв. на 10 хил. лв. или с 8 хил. лв.в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите „пряко свързани с регулираните дейности“ са коригирани от 24 хил. лв. на 9 хил. лв. или с 15 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно т. 1 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,56% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност,

към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 45,94 лв./MWh;
3. Пренос – 15,42 лв./MWh;
4. Достъп – 3,80 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 65,16 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	64	59	56	64	67	73	81	79	81	67	67	67	**829**
Цена на пр. газ, Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**30,87**
Цена на пр. газ, Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,09	32,09	32,09	**27,19**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,25	0,26	0,03	0,34	0,12	0,17	0,58	0,29	0,44	0,15	-0,01	-0,26	**2**
Цена на пр. газ, Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,81**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,10	-5,62	-13,18	
Цена на пр. газ, Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,64	34,90	38,68	**28,00**

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „МБАЛ – Търговище“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 364,09 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 203 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 179 хил. лв., от които условно-постоянни – 83 хил. лв. и променливи – 96 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 575 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 271 MWh

31. „Нова Пауър“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-13-308-1 от 14.04.2021 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител: модел за образуване на цени (приложения от № 1 до № 9) и документ за платена такса за разглеждане на заявлението. Към заявлението дружеството не е представило други документи съгласно указанията, дадени в Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 96,10 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 198,86 лв./MWh.

Те са изчислени с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 470,00 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

Дружеството е посочило единствено, че генериращите съоръжения не са били в експлоатация през последната година, тъй като в дружеството протича структурна и административна реформа.

Образуване на цените

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.
2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 8,67% на 4,91% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 47,25 лв./MWh;
3. Пренос и достъп – 13,98 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 61,23 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ не са извършвани, тъй като дружеството не е работило през предходния регулаторен период.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите

приходи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 231,58 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,51 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 100,96 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 3 709 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 476 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 118 хил. лв. и променливи – 2 358 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 752 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 725 MWh
- Топлинна енергия с гореща вода – 8 865 MWh

32. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-75-1 от 08.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за определяне, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 213,79 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 480,47 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 234 kcal/knm^3.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД е представило следната обосновка:

Дружеството притежава газов когенерационен модул с обща инсталирана електрическа мощност 0,15 MW и топлинна мощност 0,202 MW. Режимът на работа е непрекъснат 24 h. Разходът на природен газ по данни на производителя е 41,5 nm³/h при максимална мощност.

***Цената на природния газ** е 480,47 лв./knm³ (без ДДС) за или 43,56 лв./MWh + 2,133 лв./MWh (пренос и достъп до мрежата) = 45,693 лв./MWh без ДДС (54,83 лв./MWh с ДДС).*

Дружеството е приложило копие на договор с „Овергаз Мрежи“АД и ценова листа от 1 март 2021 г. за клиентите на газовото дружество. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД посочва, че според заявката за 2021 г. попада в клиенти с равномерно потребление до 4 226 MWh/година.

Съгласно извлечение от инвентарната книга стойността на газов когенерционен модул е 744 792,67 лв. с ДДС, подобрение топлопровод – 32 400 лв., ултразвуков генератор – 2 300 лв., общо 779 492,67 лв. Посочва се, че не е ползван данъчен кредит за ДДС при закупуването.

Дружеството заявява, че към настоящия момент се извършва ремонт на когенератора с подмяна на двигателя „Liebherr“тип 926 G, който се очаква да приключи до края на м. април 2021 г. Стойността на ремонта възлиза на 68 900 лв. без ДДС (82 680 лв. с ДДС). Към заявлението е приложено копие на договор с „Политех инженеринг“ ООД.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД посочва, че за базова година следва да се счита 2018 г., тъй като когенераторът е аварирал през м. декември 2018 г. и през отчетните периоди 07.2019 г. - 06.2020 г. и 07.2020 - 06.2021 г. не е работил. След осъществяване на ремонта ще бъде пуснат в редовна експлоатация.

Газовия ко-генерционен модул ще бъде обслужван от 4 работника, с брутна месечна заплата – 650 лв. или за 1 година общо 31 200 лв. Социалните и здравни осигуровки за сметка на работодателя са в размер на 12 000лв за 1 година.

***Материали за текуща поддръжка**:*

- Смяна на масло на 1 500 h (45 l по 3 пъти годишно = 135 l X 6,00 лв./l = 810,00 лв. (без ДДС);

- Разход на масло по 0,02 l/моточас – 175 l x 6,00 лв. = 1 050,00 лв.;

- Подмяна на свещи, ремъци, филтри и др. – 3 000,00 лв. годишно.

Общо материали за текуща поддръжка – 5 000 лв./год. без ДДС.

***Външни услуги, данъци такси и др., разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – общо 39 000 лв. за 1 година, без ДДС.*

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 31 хил. лв. на 23 хил. лв. или с 8 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 12 хил. лв. на 5 хил. лв. или със 7 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 8,85% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 45,75 лв./MWh;

3. Пренос и достъп - 15,09 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 60,84 лв./MWh.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 213,58 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 409 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 406 хил. лв., от които условно-постоянни – 148 хил. лв. и променливи – 258 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 61 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh.

33. „Коген Загоре“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-79-2 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара, считано от 01.07.2021 г. в размер на 261,15 лв./MWh, без ДДС. Към заявлението са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението, като не е представено следното: одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., отчетни справки за 2020 г. по прилагането на ЕССО, договори за доставка на природен газ, договори за покупко-продажба на електрическа енергия за прогнозния период, както и други разходо-оправдателни документи.

Предложената за утвърждаване пределна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 364,00 лв./knm^3 и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Коген Загоре“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

Дружеството притежава лицензия за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ чрез централа с инсталирана електрическа мощност – 5,868 MW и топлинна мощност – 8,694 MW. Към момента в експлоатация е промишлен парен котел ПКГ-4, с производителност 4 t/h суха наситена пара, с налягане 14 ata (1,3 MPa). Консуматор на полезната топлинна енергия от инсталацията е само пряко присъединен купувач – консервна фабрика, изградена до „Коген Загоре“ ЕООД, която работи при едносменен режим 5 дни в седмицата, което определя времето на работата на промишления парен котел, натоварването му и количеството на топлинната енергия за продажба.

***Производствената програма** е подчинена на производствените и отоплителните нужди на консервната фабрика на „Дилмано Дилберо“ АД. Производствената програма на котелната инсталация за прогнозния период, е както следва:*

- Производство на топлинна енергия (суха наситена пара) – 151 MWh;

- Пара за собствени нужди – 1 MWh;

- Топлинна енергия за продажба – 150 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма за 2021 г. - 2022 г.

През посочения период дружеството не предвижда инвестиционни разходи за котелната инсталация. Ремонтната програма включва текущ ремонт и поддържане на съоръженията и агрегатите в котелната инсталация. Текущото поддържане ще се извършва от собствен ремонтен персонал. Специфични ремонтни работи ще се извършват от наети контрактори.

***Условно-постоянни разходи** (УПР)*

Дълготрайните материални активи на котелната инсталация са записани в общата книга на активите на „Коген Загоре“ ЕООД. В частта за котелната инсталация са отнесени котелът и спомагателното оборудване, както и минимална припадаща се част от газовата, ВиК и електро-структура на площадката.

Отчетените разходи за амортизация за 2020 г. са в размер на 161 хил. лв., а относимите към производството на топлинна енергия са 1 хил. лв. За новия регулаторен период прогнозните разходи за амортизации са в размер на 1 хил. лв., като са изчислени с годишната амортизационна норма, препоръчана от КЕВР в указанията в Писмото.

Прогнозните УПР за новия ценови период са определени на база отчетените разходи за 2020 г. и редуцирани само за производството на топлинна енергия от котелната инсталация. УПР (без разходите за амортизации) са в размер на 27 хил. лв.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие с указанията на КЕВР.

Разходите за външни услуги, отчетени за 2020 г., са в размер на 13 хил. лв. и включват: съобщителни услуги – 5 хил. лв.; данъци и такси – 7 хил. лв. и охрана – 1 хил. лв.;

***Променливите разходи** включват разходите за гориво, които са изчислени с цена на природния газ – 34,62 лв./MWh и при брутен КПД на котела 90%. Съгласно изискванията на завода-производител, през 2019 г. и 2020 г. дружеството периодично (ежемесечно) пуска в работа до около 4 h всяка когенерационна инсталация с цел предотвратяване получаването на деформации (провисване и др.) вследствие продължителен престой на съоръженията.*

***Нормата на възвръщаемост на капитала** е **3,33%** към 31.12.2020 г., съгласно Справка № 3 и е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 3%.*

Посочва се, че за котелната инсталация не са сключени договори за кредити.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 3,33% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,30 лв./MWh;
3. Пренос – 0,64 лв./MWh;
4. Достъп – 5,81 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 53,4 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	29	38	84	60	48	73	744	895	30	20	50	30	**2 102**
Цена на пр. газ, Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,99**
Цена на пр. газ, Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	30,39	30,39	30,39	30,39	**28,18**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,12	0,17	0,05	0,32	0,09	0,17	5,34	3,32	0,16	0,06	0,04	-0,09	**10**
Цена на пр. газ, Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**28,56**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,75	-2,80	-7,32	-14,88	
Цена на пр. газ, Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	31,79	34,05	37,83	**28,36**

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Коген Загоре“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 226,06 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 34 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 29 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 хил. лв. и променливи – 12 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 120 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 151 MWh

34. „Оранжерии Петров дол“ ООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-74-2 от 01.04.2021 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Дружеството предлага за определяне, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 154,81 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 328,89 лв./knm^3 и при долна работна калоричност 8 176 kcal/knm^3.

„Оранжерии Петров дол“ ООД е представило обосновка, както следва:

1. Производствена програма *– чрез работата на когенераторен модул с инсталирана електрическа мощност 2,00 MW и топлинна мощност 1,977 MW дружеството снабдява с топлинна енергия оранжериен комплекс в землището на с. Петров дол, община Провадия, обл. Варна.*

Предвид производствената програма на дружеството и климатичните условия в района, се предвижда когенераторната инсталация да работи с натовареност от м. септември до м. май от ценовия период, с цел подсигуряване на необходимата топлинна енергия за производството на оранжерията. Като приложение е представена производствена програма за прогнозния период.

2. Инвестиционна програма *– общата стойност на активите, участващи в РБА за 2021 г., е в размер на 557 хил. лв. (РБА = А - АМ), където А = 1 209 хил. лв. – активи, в т. ч.: 852 хил. лв. за закупуване на инсталация за комбинирано производство и 357 хил. лв. оборотен капитал; Амортизацията за периода на използване е 652 хил. лв..*

3. Амортизационна програма *– при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на РБА е взета прогнозната (остатъчна) стойност на активите на дружеството.*

4. Ремонтна програма *– разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя, съгласно програма за сервиз, превантивна и последваща поддръжка на ко-генераторния модул. Посочено е, че цената за поддръжка и ремонт за 1 h работа възлиза на 19,7 евро/h.*

5. Променливите разходи *са както следва: цена на природния газ – 328,89 лв./knm^3, разход за електрическа енергия – 61 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 62 хил. лв.;*

6. Условно постоянните разходи *са планирани както следва: разходи за амортизация – 272 хил. лв., разходи за ремонт – 5 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 368 хил. лв., разходи за осигурителни вноски – 63 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 389 хил. лв., в т. ч.: материали за текущо поддържане – 338 хил. лв., застраховки – 15 хил. лв., данъци и такси – 2 хил. лв. и други – 34 хил. лв.;*

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала *– при изчисляване на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозният период е използвана прогнозната капиталова структура на дружеството към 31.12.2020 г. на база погасителните планове, формирана от: договори за финансови кредити с „ПроКредит банк“ ЕАД и собствен капитал. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3, норма на възвръщаемост в размер на 3,29%*

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 272 хил. лв. на 160 хил. лв. или със 112 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 368 хил. лв. на 357 хил. лв. или с 11 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 63 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 3 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 3,29% на 5,21% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,63 лв./MWh;
3. Пренос – 0,64 лв./MWh;
4. Достъп – 1,98 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 49,25 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	1 181	3 372	3 334	3 435	3 385	3 098	3 520	3 413	2 285	0	**27 023**
Цена на пр. газ, Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,24**
Цена на пр. газ, Ц търговец	лв./MWh	0,00	0,00	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	28,64	28,64	0,00	**27,69**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,72	17,94	6,10	8,04	24,27	11,49	19,22	13,26	3,71	0,00	**105**
Цена на пр. газ, Цбг.	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**45,27**	**29,04**
		-19,10	-18,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-4,55	-9,07	-45,27	
Цена на пр. газ, Цпl	лв./MWh	9,55	9,34	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	30,92	33,18	22,64	**28,37**

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 188,53 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 63,46 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 573 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 547 хил. лв., от които условно-постоянни – 866 хил. лв. и променливи – 1 681 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 498 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,21%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh

35. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-33-5 от 31.03.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, като не е приложена информация по т. I. 8 (отчетни справки за 2020 г. по ЕССО) и т. I.9.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:
- преференциална цена на електрическа енергия –210,02 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 36,22 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 32,57 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при следните цени на горивата(без ДДС):
- цена на въглища – 53,30 лв./t при калоричност 1 860 kcal/kg;
- цена на мазут – 830,00 лв./t при калоричност 10 000 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД изпълнява дейността по лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия чрез три енергийни блока по 210 MW електрическа мощност и по 25 MW топлинна мощност. Дружеството предвижда да работи в режим на комбинирано производство с един от блоковете целогодишно.

Производствена програма:

През новия регулаторен период дружеството предвижда повишение в производството на топлинна енергия за удовлетворяване на нуждите на своите клиенти. Съгласно сключен договор с „Хийт Енерджи“ ЕООД се планира и производство на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

Производство на топлинна енергия:

Отпуснатата от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период ще е в размер на 324 120 MWh с гореща вода и 262 800 MWh с водна пара. Тъй като клиентите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, в прогнозата не са включени технологични разходи по пренос.

Производство на електрическа енергия.

Цялото прогнозно количество електрическа енергия за новия ценови период, произведена от енергиен блок, който работи в топлофикационнен режим, е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП).

Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блок в топлофикационен режим е 1 314 000 MWh бруто, като в това число 219 000 MWh от ВЕКП съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди:

Процентният дял на електрическата енергия за собствени нужди на топлофикационния блок е определена на 13,17%, което съответства на отчитаните до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма:

Целта на тези ремонти е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, като забавянето на подмяна на нагревни повърхности ще доведе до повишаване на аварийността. Ремонтите по електрофилтрите и сероочистващите инсталации е свързано с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период се предвижда ремонтна програма, отнесена към топлофикационната част на централата, на стойност 3 538 хил. лв.

Инвестиционна програма

В дружеството е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период. През предстоящия период в ТЕЦ ще бъде извършена рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващо основните ремонти подобряване на ефективността на общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум ще включва горивната уредба на котлите, обследване състоянието на метала на барабана, колектори, тръбопроводи на котлите и елементи на парните турбини и подмяна на такива с изчерпан технически ресурс. Ориентировъчната стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 3 000 хил. лв. за цялата централа.

Регулаторна база на активите:

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията възлиза на 128 553 хил. лв.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

Оборотен капитал *- За ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. оборотният капитал е в размер на 83 009 хил. лв.*

Норма на възвръщаемост

Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2020 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 3,93%, а изчислената обща норма на възвръщаемост е 5,52%.

УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Условно постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 2,0%, освен разходите за заплати и съответстващите им осигуровки и амортизациите, които са изчислени на база линейния метод.

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл.31.1.б.«б» от Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на дружеството. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. разходите за амортизации са 9 202 хил. лв.

Разходи за работни заплати и осигуровки

За периода необходимите разходи са 12 697 хил. лв. разходи за заплати и 3 574 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият, както е в края на 2020 г. В прогнозата е отчетено 10% увеличение на заплатите на служителите в съответствие с тенденциите в Р България.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото подобрение на работните условия на персонала на дружеството дава своето отражение, като увеличение на разходите за горива за автотранспорт, за служебни карти за пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н. Отчетеният от НСИ ръст на инфлацията също ще доведе до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Разходите за работно облекло са заложени според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

В променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - мазут, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансираща електрическа енергия, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоползване, купена електрическа енергия, депониране на пепелина и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Информацията за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво

За следващия ценови период дружеството планира горивният микс за топлофикационен блок да се състои от въглища, доставяни от „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели, оптимални за производствения процес и цена 286 лв./$t_{уг}$, франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 94,80 лв./t.

Приложена е справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2020 г. (Приложение № 2). Количеството на въглищата за новия ценови период е съобразено с повишеното производство на топлинна енергия.

Гориво за разпалване *– разходите за мазут са изчислени по цена 830 лв./t.*

Разходи за консумативи *- за новия ценови период възлизат на 1 953 хил. лв.*

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии;

Квоти за емисии на парникови газове.

Производственият процес е свързан с изгарянето на въглища, биомаса и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитират парникови газове. Заради голямото количество изгаряни въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Основната суровина, която дружеството използва за производството на електрическа енергия са въглища. Принудено от постоянно нарастващите цени на емисии на борсата, дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса, с цел намаляване на емитираните количества.

Емитираните количества въглероден диоксид за новия ценови период са изчислени по утвърдения формуляр за годишното докладване на емисии от ИАОС към МОСВ, в който са попълнени прогнозното количество въглища и мазут при отчетени по верифициран годишен доклад за 2020 г., емисионен фактор за въглища от 65,3035 t CO_2/TJ и фактор на окисление от 92,4972% и съответно за мазут 77,40 t CO_2/TJ и фактор на окисление 100%. Така общото прогнозно количество CO_2, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата, е изчислено на 614 754 t CO_2. Безплатни квоти по чл. 10а и чл. 10в от Директивата за новия ценови период не са разпределени.

Разходите за закупуване на квоти CO_2 за прогнозния период са изчислени на база планираните количества въглища и мазут и при цена 45,00 евро/t CO_2.

С писмо с вх. № Е-12-14-1 от 26.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 9 202 хил. лв. на 8 402 хил. лв. или с 800 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка
№ 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 12 697 хил. лв. на 11 543 хил. лв. или с 1 154 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 3 574 хил. лв. на 3 286 хил. лв., или с 288 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през
2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за съдебни разходи са коригирани от 3 149 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 3 149 хил. лв., поради липса на корекция с приходите от спечелените съдебни дела по заведените производства и с цел недопускане дублиране на разходи в регулаторната рамка;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 54 104 хил. лв. на 75 726 хил. лв. или с 21 622 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 759 181 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 51 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

№	Показател	Димензия	Вид гориво			Общо
			въглища	ВЕИ	мазут	
1	Емисионен фактор	tCO_2/TJ	84,0572	0	77,4	
2	Долна топлина на изгаряне	kcal/kg	1 551,26	3 600,0	9 554	
2	Долна топлина на изгаряне	GJ/t	6,4948	15,0725	40,0	
3	Коефициент на окисление	-	0,925803	1	1	
4	Количество гориво	t	**1 480 000**	**670 000**	**3 600**	
5	Емисии CO_2	t	**748 035,2**	**0,0**	**11 146**	**759 181**

Прогнозни емисии CO_2 – 759 181 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 51 евро/t (99,75 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 759 181 t X 99,75 лв./t **= 75 726 хил. лв.**

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,52% на 4,16% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирано количеството на електрическата енергия от ВЕКП от 219 000 MWh на признатата стойност в цените през изминалия ценови период от 113 880 MWh, при отчетена стойност от 97 309 MWh, поради липсата на достатъчно убедителни доказателства за рязкото увеличение на консумацията на топлинна енергия с гореща вода и водна пара през новия ценови период.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**696 961**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**12 227**

С писма с вх. № Е-14-33-7 от 01.06.2021 г. и от 02.06.2021 г. и № Е-14-33-9 от 09.06.2021 г. дружеството е представило становище, относно извършените корекции в Доклада. С писмо с вх. № Е-14-33-7 от 02.06.2021 г. е постъпило допълнение към становището, към което са приложени: копие на писмо от „Хийт Енерджи“ ЕООД и копие на утвърден Алгоритъм за пресмятане на режимните фактори и на количеството комбинирана електрическа енергия за 2021 г.

1. Дружеството счита направените корекции на разходите за амортизация от 9 202 хил. лв. на 8 402 хил. лв. или с 800 хил. лв. по-малко за неправилни, с оглед на МСС приети в Р. България, които приемат за разходна норма именно принципа на полезния живот при определяне на амортизационната норма. Този принцип е залегнал в отчета на дружеството за 2020 г., както и за 2019 г. Дружеството посочва, че тенденцията за изменение на горивните миксове към по-голям процент на биогорива води до по-интензивно износване на основното оборудване и/или инвестиции в нови активи. Размерът на възстановяване на оборудването се обуславя от разходите за амортизации, наред с другите функции на самия разход като възстановяване на инвестицията и др.

2. Дружеството счита направените корекции на разходите за заплати и възнаграждения от 12 697 хил. лв. на 11 543 хил. лв. или с 1 154 хил. лв. за неправилни. Счита, че увеличението в минималната работна заплата през 2021 г. трябва да бъде отразено. Средната месечна брутна работна заплата в дружеството е 1 341 лв., която е по-ниска от средната месечна заплата за сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия“ – 2 148 лв., което е изоставане с над 30%. Заявеният процент увеличение е изключително прецизиран и минимизиран.

Дружеството посочва, че направената корекция в частта за осигуровки и социални разходи до голяма степен повтаря доводите посочени по-горе, както и промяната на максималния осигурителен доход в страната от 2021 г.

3. Изразява се несъгласие по отношение на разходите за емисии парникови газове, които са коригирани с цена 47 евро/t, с оглед тенденцията на борсовите цени. Към 01.06.2021 г. цената е 52,84 евро/t. или 103,35 лв./t CO_2. Това ще доведе до допълнително необходими приходи за дружеството в размер на 8 674 хил. лв.

4. Посочва се, че привлечените средства на „ТЕЦ - Бобов дол“ ЕАД са на база на публична емисия на облигации и договори за лизинг с водещи компании. Равнището на лихвените нива и конспектът за публичното предлагане са одобрени от КФН и са регистрирани емисии в ЦД. Дружеството счита, че прилагането на общите условия е неправилно, тъй като са посочили подробно информация за всеки договор с оглед на обоснованост на информацията. С оглед на непризнаването на лихвените нива, същото ще

увреди финансовото състояние на дружеството неоснователно и се предлага възстановяване на нормата за привлечения капитал и преизчисляването ѝ в цената на дружеството - корекцията по отношение на нормата на възвръщаемост е в размер на 1 987 хил. лв.

5. По отношение на извършената корекция на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ е обърнато внимание за допусната техническа грешка при изчисляването на недовзет приход, като посочват, че в таблицата 6 252 е в дименсия хил. лв., а трябва да бъде в хил. евро или стойността трябва да бъде 12 227 хил. лв. или корекция с 5 975 хил. лв.

6. Дружеството посочва, че в Справка № 4 „ТИП производство“ количеството на електрическата енергия от ВЕКП е коригирано от 219 000 MWh на 113 880 MWh, което счита за неправилно, тъй като е представен договор с фирма „Хийт Енерджи“ ЕООД, която е предприела мащабна инвестиционна дейност в региона на централата по обособяване на индустриални зони и това води до увеличаване на консумацията на топлинна енергия. Посочва се, че заложените в заявлението количества топлинна енергия са определени съгласно сключените договори на дружеството за доставка на топлинна енергия през новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. с клиенти на топлинна енергия. Изчисленото прогнозно количество високоефективна електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия е съобразно с топлинния товар и Наредба № РД-16-267 от 19.03.2008 г., както и по утвърден алгоритъм от Министерство на енергетиката за 2021 г.

Дружеството счита, че кумулативният ефект от горепосочените корекции е в размер на 18,878 млн. лв. и предлага преизчисление на цените с оглед избягване на компенсаторни елементи през следващия регулаторен период.

В допълнително представеното становище се посочва, че до края на 2021 г. в „ТЕЦ - Бобов Дол“ ЕАД ще работи инсталация за термолитично трансформиране на въглеводороди от обогатено енергийно гориво и твърди горива в двустепенен нискотемпературен кипящ слой, която ще произвежда синтез на газ и водород за изгаряне в парогенераторите на централата. Това, заедно със заявените количества топлинна енергия по договор с „Хийт Енерджи“ ЕООД, формират прогнозните количества електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство в размер на 219 000 MWh за новия регулаторен период.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението относно корекцията на разходите за амортизация се приема частично. С оглед спазване на МСС, приети в Р. България, които приемат за разходна норма именно принципа на полезния живот при определяне на амортизационната норма са възстановени 100 хил. лв. от направената корекция от 800 хил. лв.

2. Възражението относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения не се приема.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за основно гориво и емисии в структурата на разходите в рамките на 72,47% и при повишение на цената на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата „топлоснабдяване“ се повишава драстично само под влиянието на този обективен фактор. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения, дори с минимален

процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени или оптимизиране на други разходи.

3. Възражението относно прогнозната цена на CO_2 квоти – възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал не се приема.

Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход. Съгласно
чл. 15 от НРЦЕЕ и чл. 10 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. При утвърждаване на цени по метода „норма на възвръщаемост на капитала“ всички ценообразуващи елементи следва да имат прогнозен характер и се отнасят за прогнозния период.

5. Възражението на дружеството относно корекциите на необходимите приходи се приема.

Допуснатата неточност при изчисленията на недовзетия приход, свързана с превалутирането на разходите за емисии, е отстранена.

6. Възражението на дружеството относно корекция на количеството електрическата енергия от ВЕКП се приема.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 206,63 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 81,56 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 55,88 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС)
– 51,72 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 259 147 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 253 002 хил. лв., от които условно-постоянни – 42 259 хил. лв. и променливи – 210 743 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 147 602 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,16%
- Електрическа енергия – 1 141 000 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 219 000 MWh
  - от невисокоефективно производство – 922 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 262 800 MWh

<u>36. „Топлофикация Петрич“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-71-4 от 05.05.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението е представено на хартиен и електронен носител следното:

- прогнозна информация за новия ценови период с приложени справки от № 1 до № 9;
- отчетна информация за 2020 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
- приложение № 2 за средната цена на природния газ за периода 01.01.2020 г. – 30.06.2021 г.;
- приложение № 3 и № 4 от Писмото;
- справка за продадените количества електрическа енергия за 2019 г. и 2020 г.;
- документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Останалата информация от Писмото на КЕВР не е приложена.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия от ВЕКП – 169,86 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 81,45 лв./MWh;

Дружеството посочва, че изчисленията в справите от ценовия модел са извършени със средна цена на природен газ 400,51 лв./knm^3, (без ДДС и акциз).

С влязло в сила Решение № 498 от 26.02.2020 г., постановено по търговско дело № 3999 от 2019 г. на Софийски апелативен съд, е отменено Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд – Благоевград, по търговско дело № 252 от 2016 г., в частта, с която „Топлофикация Петрич“ ЕАД е обявено в несъстоятелност. Съгласно справка в Търговски регистър, към настоящия момент „Топлофикация Петрич“ ЕАД, ЕИК 202637962, не е обявено в несъстоятелност и не е в производство за обявяване в несъстоятелност.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 1 730 хил. лв. на 1 478 хил. лв. или с 252 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка
№ 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;
- разходите за ремонт са коригирани от 1 350 хил. лв. на 385 хил. лв. или с 965 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 95 хил. лв. или със 185 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 100 хил. лв. на 19 хил. лв. или с 81 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 2 795 хил. лв. на 692 хил. лв. или с 2 103 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно т. 1 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,58% на 4,58% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като

среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,56 лв./MWh;

3. Пренос – 0,63 лв./MWh;

4. Достъп – 4,15 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 51,34 лв./MWh.

След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-14-71-5 от 02.06.2021 г. дружеството е представило следното становище:

Изразяват несъгласие по отношение на корекциите на предложените от дружеството ценообразуващи елементи, както следва:

1. В справка № 1 „Разходи“ разходите за амортизация са коригирани от 1 730 хил. лв. на 1 478 хил. лв. или с 252 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно
т. 1.1 от общия подход;

2. Разходите за ремонт са коригирани от 1 350 хил. лв. на 385 хил. лв. или с 965 хил, лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

3. Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 95 хил. лв. или със 185 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

4. Разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 100 хил. лв. на 19 хил. лв. или с 81 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

5. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 2 795 хил. лв. на 692 хил. лв. или с 2 103 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно т. 1 от общия подход.

6. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

7. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,58% на 4,58% в съответствие с глава втора, раздел III от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Дружеството възразява срещу извършените корекции, направени въз основа на „отчетената стойност през 2020 г.“, със следните основания:

1. През 2020 г. „Топлофикация Петрич“ ЕАД е работило в условията на процедура по „несъстоятелност“ в съдебна фаза и управление на дружеството от определен от съда синдик, като съоръженията за високоефективно комбинирано производство са работили в режим на поддържане на експлоатационната годност и снабдяване на клиентите с критично необходимите количества топлинна енергия, минимален обслужващ персонал и липса на средства за извършване на необходимите ремонтни и сервизни дейности по поддръжка на инсталациите за ВЕКПТЕЕ /включващи основен ремонт на пет когенераторни модула/, които трябва да се извършат през следващия регулаторен период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

2. Съгласно производствената програма на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, изготвена въз основа на заявените за периода количества от клиентите на топлинна енергия за периода от 01.07.2021 г., прогнозните количества топлинна и електрическа енергия са десет пъти повече от отчетените за 2020 г., съответно и разходите са в пъти по-високи от тези за 2020 г.

Дружеството счита, че така предложените от него разходи за периода 01.07.2021 г. 30.06.2022 г. са коректно изготвени.

След преглед на постъпилото от дружеството възражение Комисията счита:

1. Възражението относно корекцията на разходите за амортизация се приема частично. Възстановени са 80 хил. лв. от разходите за амортизация.

2. Възражението относно корекцията на разходите за ремонт, на разходите за **заплати и възнаграждения и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ не се приема.**

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 75,15% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период , т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или други разходи, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

4. **Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост не се приема.**

Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Петрич“ ЕАД следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 228,84 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 103,77 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,29 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 19 609 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 18 752 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 749 хил. лв. и променливи – 16 003 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 18 702 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 60 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 74 210 MWh

След проведеното обществено обсъждане на 07.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-04-04-8 от 08.06.2021 г. г-жа Диана Ковачева - Омбудсман на Република

България, представя следното становище:

Омбудсманът възразява срещу повишението на цените на топлинната енергия, считано от 01.07.2021 г., като изказва несъгласие с поисканите драстични увеличения от страна на топлофикационните дружества за: гр. Велико Търново - със 71%, гр. Перник - с 61%, гр. Враца - с 41%, гр. Бургас - с 32%, гр. Пловдив - с 23%, гр. Плевен - с 16%, гр. София - с 15%, като посочва, че такъв ръст на цените не съответства на изискванията на чл. 2, ал. 2 от ЗЕ, а именно за гарантиране защитата интересите на потребителите.

Смята за неприемлива минималната корекция от страна на КЕВР на предложената от „Топлофикация София“ ЕАД цена на топлинна енергия, а именно от 15% на 14% и посочва, че заявената от регулатора цел за постигане на относително плавна корекция на цените на топлинната енергия на фона на повишението на ключови ценообразуващи елементи, не е изпълнена по отношение на предложените увеличения, както следва: за гр. София -14%; гр. Велико Търново - 13%; гр. Варна - 11%; гр. Бургас - с близо 11%; гр. Перник, гр. Разград и гр. Враца - с около 10%; гр. Пловдив - с близо 9%.

Обръща внимание на процедурата по утвърждаване на цени и краткия срок от два работни дни, който е предоставен от КЕВР на участниците за запознаване с проекта на решение. Анализът на проекта на решение е затруднен от допусната в Доклада техническа грешка във връзка с превалутирането на разходите за закупуване на CO_2 квоти.

Отбелязва, че представеният регулаторен преглед в сектор „Топлоенергетика“ за периода 2020-2021 г. потвърждава опасенията на Омбудсмана от м. май и м. юни 2020 г. относно промените в НРЦТЕ, като настоява определянето на цените на топлинната енергия да отчита реалностите на пазара коректно и достатъчно динамично и КЕВР да подготви изменения в Наредбата, след извършен анализ на действието ѝ.

Също така поставя и въпроса относно прилагания метод на регулиране на цените в сектор „Топлоенергетика“ - „норма на възвръщаемост на капитала“, който е приет преди повече от 9 години, като настоява Комисията да анализира ползите и недостатъците на този метод и необходимостта от евентуална промяна. Посочва, че клиентите на „Топлофикация – Перник“ АД са били компенсирани с много малки суми, вследствие на нарушения в топлоснабдяването, и дали този метод на регулиране е достатъчно чувствителен към качеството на предоставяните услуги на клиентите на дружествата.

Поставя въпрос в какво се състои регулаторният преглед за „Топлофикация София“ ЕАД, при положение, че не е направен финансов анализ на дружеството, поради непредставяне от негова страна на годишен финансов отчет за 2020 г., било то и предварителен, като отбелязва, че всички други топлофикационни дружества са представили финансови отчети и че е наясно с променените срокове за изготвянето им, съгласно Закона за счетоводството. Подчертава, че за ценовия период 2020-2021 г. КЕВР е прогнозирала значително по-високи цени на природния газ от отчетените в действителност. В резултат на това клиентите на топлофикационното дружество са надплатили за този период около 29 млн. лв., като поставя въпрос как тези средства ще бъдат възстановени на клиентите с новите цени на топлинната енергия от 01.07.2021 г. За този период е отчетено значително непрогнозирано от КЕВР завишение на разходите на енергийните дружества за достъп и пренос на природен газ и очаква становището на регулатора относно поскъпването на мрежовите услуги, които имат пряко отражение в цените на топлинната енергия.

Подчертава, че в условията на действащата НРЦТЕ енергийните дружества не са мотивирани да търсят възможности за закупуване на квотите за въглеродни емисии по най-изгодни цени, тъй като в края на едногодишния период фактурите им за емисиите се признават от регулатора и във връзка с това очаква отговор от КЕВР дали е извършена проверка на топлофикационните дружества за усилията им да минимизират разходите си за закупуването на CO_2 квоти, тъй като тези разходи имат съществен дял за формирането на цените за крайните клиенти.

Счита че, недостатък на предложения проект на решение е, че качеството на

предоставяните топлоснабдителни услуги за гражданите не намира място сред факторите, които влияят върху ценообразуването.

Обръща се внимание, че обществото очаква от регулатора достатъчна обосновка на всеки признат разход на енергийните дружества и изразява категорично становище за преразглеждане на проекта на решение за увеличението на цените на топлинната енергия, с цел защита правата и интересите на гражданите.

След преглед на постъпилото становище от Омбудсмана на Република България Комисията счита:

1. По отношение на възражението срещу повишението на цените на топлинната енергия, считано от 01.07.2021 г. и изразеното несъгласие с поисканите увеличения от страна на топлофикационните дружества за: гр. Велико Търново - със 71%, гр. Перник - с 61%, гр. Враца - с 41%, гр. Бургас - с 32%, гр. Пловдив - с 23%, гр. Плевен - с 16%, гр. София - с 15%, следва да се има предвид, че конкретни мотиви относно анализа на ценообразуващите елементи са изложени по-горе в разделите за съответните дружества.

2. По отношение на допуснато несъответствие при изчисляването на „надвзет/недовзет приход от емисии“ в Доклада, Комисията приема, че е допусната техническа грешка и същата е отстранена, като изчисленията са извършени с верните стойности за всички дружества.

3. По отношение на възражението относно процедурата по утвърждаване на цени и на срока от два работни дни, който е предоставен на участниците за запознаване с проекта на решение, Комисията е спазила всички срокове, така както са предвидени в действащата нормативна уредба, като следва да се има предвид, че Докладът е публикуван на интернет страницата на Комисията на 27.05.2021 г. В Доклада са отразени всички констатации и изводи от извършения анализ на подадените заявления, както и за всяко отделно дружество е посочено предложение за утвърждаване на цени на енергия. Докладът е обсъден с представителите на дружествата на 02.06.2021 г. Предложените в Доклада цени на енергия са отразени в проекта на решение, който е подложен на обществено обсъждане. Съгласно чл. 14 от ЗЕ е даден срок от 14 дни след проведеното обществено обсъждане, в който всички заинтересовани страни могат да представят своите възражения и становища по проекта на решение и Доклада.

4. По отношение на искането за извършване на промени в НРЦТЕ следва да се има предвид, че същите са обсъдени предварително със заинтересованите лица на обществено обсъждане, като „Съгласувателна таблица на постъпилите предложения и възражения по Проекта на Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 5 от 2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, с обосновка за неприетите предложения, приета от КЕВР с решение по т. 2 от Протокол № 105 от 21.05.2020 г.“ е публикувана на интернет страницата на КЕВР и е достъпна чрез линк: https://www.dker.bg/news/490/59/sglasuvatelna-tablitsa-na-postpilite-predlozheniya-i-vzrazheniya-po-proekta-po-proekta-na-naredba-za-izmenenie-i-doplnenie-na-naredba-5.html.

5. По отношение на прилагания метод на регулиране на цените в сектор „Топлоенергетика“ - „норма на възвръщаемост на капитала“ с настояване КЕВР да анализира ползите и недостатъците на този метод и необходимостта от евентуална промяна, следва да се отбележи, че искането за промяна на метода на регулиране е не може да бъде извършено в рамките на настоящото административно производство.

По отношение на годишния финансов отчет за 2020 г. за „Топлофикация София“ ЕАД следва да се има предвид, че с приетия Закон за изменение и допълнение на Закона за данък върху добавената стойност (ЗИДЗДДС), публикуван в ДВ, бр. 104 от 08.12.2020 г., са направени промени в Закона за счетоводството, в сила от 01.01.2021 г. С измененията са определени нови срокове за публикуване на годишните финансови отчети за 2020 г. Във връзка с променения срок за подаване на годишните данъчни декларации по Закона за корпоративното подоходно облагане се удължават и сроковете за публикуване на годишните финансови отчети до 30 септември на следващата година (чл. 38, ал. 1 от

Закона за счетоводството). В съответствие с изменените срокове за декларираме на корпоративен данък и публикуване на годишните финансови отчети е променен чл. 245 от Търговския закон – 30 юни е новият срок за съставяне на годишен финансов отчет и годишен доклад за дейността и представяне на избраните регистрирани одитори. В допълнение следва да се посочи, че за извършването на регулаторен преглед дружеството представя отчетна и прогнозна информация, във форма и съдържание, определени от Комисията с Указанията-НВ и годишният финансов отчет не е единствен източник на данни, поради което непредставянето на годишния финансов отчет за 2020 г. не е основание за спиране на процедурата по утвърждаване на нови цени на топлинна и електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

6. По отношение на твърдението за надплатени 29 млн. лв. от клиентите на топлофикационните дружества и как тези средства ще им бъдат възстановени с новите цени на топлинната енергия от 01.07.2021 г., следва да се има предвид, че конкретните изчисления са посочени по-горе в разделите за съответните дружества.

7. По отношение на твърдението, че топлофикационните дружества не са мотивирани да търсят възможности за закупуване на CO_2 квоти по най-изгодни цени, следва да се има предвид, че CO_2 квотите са специфичен борсов продукт, който се търгува на Европейската енергийна борса и цените се влияят силно от различни фактори. За целите на изчисленията в ценовите модели, Комисията приема средна отчетна борсова цена на CO_2 квоти за определен период, като по този начин се гарантира прилагане на една и съща отчетна цена за всички топлофикационни дружества, независимо от това, на каква цена и стойност са закупените количества от дружествата.

След проведеното обществено обсъждане на 07.06.2021 г. с писмо с вх. № Е-12-00-289 от 14.06.2021 г. Гражданска платформа „ИЗПРАВИ СЕ.БГ“ представя следното становище:

Възразява се срещу повишението на цените на топлинната енергия, считано от 01.07.2021 г., като считат, че цените не са определени съгласно принципите, заложени в чл. 31, т. 1 и т. 2 от ЗЕ и същите са определени грешно, тъй като в Доклада неправилно са направени изчисленията, относно надвзет или недовзет приход от прилагането на прогнозни и отчетни цени на природния газ и въглеродните емисии за ценовия период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. съгласно формулата по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

1. Относно твърдението, че разходите в цените не са определени съгласно принципите, заложени в чл. 31, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, се посочват следните доводи:

- Не е пояснено дали в окончателното решение на КЕВР периодът за определянето на отчетната средна цена на CO_2 квоти ще бъде променен, тъй като посочения в Доклада период е от 01.07.2020 г. до 15.04.2021 г. и няма доказателства как е изчислена цената от 30,97 евро/t (стр. 14 от Доклада);

- Не става ясно защо е избрана спот цена в размер на 47,00 евро/t CO_2 от 22 април 2021 г. на EEX, а не друга дата, като посочват, че на откритото заседание на 2 юни 2021 г. е станало известно, че прогнозната цена на CO_2 квоти ще бъде променена, преди окончателното решение на КЕВР (стр. 13 от Доклада);

- Не са посочени използваните източници на информация за определянето на прогнозните цени на алтернативните горива, които са в основата на петролната компонента, как са определени цените по тримесечия и какъв дял заема тази компонента при определянето на прогнозната цена на природния газ и пр. (стр. 12 от Доклада);

- Не е ясно как са определени прогнозните цени за достъп и пренос до/през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за всяко едно топлофикационно дружество, като се посочва, че за „Топлофикация София“ ЕАД и „Топлофикация Плевен“ ЕАД има данни, публикувани на интернет сайта на КЕВР, а поради липсата на данни от другите топлофикационни дружества относно цените за достъп и пренос, се поставя въпрос за спазването на изискването на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ, относно публикуването на

данните на сайта на КЕВР;

- Липсва обосновка как е определено количеството топлинна енергия в размер на 4 120 034 MWh, което е завишено с 9,6% спрямо заявеното от „Топлофикация София“ ЕАД и съответно дали вследствие на тази промяна има или няма изменение на разходите, които са включени в цената на топлинната енергия и какъв е техният размер;

2. Относно неправилно извършени изчисления, съгласно формулата по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, се обръща внимание на таблиците с изчисленията на стр. 30 от Доклада, които се отнасят за „Топлофикация София“ ЕАД, но бележките им по този въпрос се отнасят и за другите топлофикационни дружества.

Считат, че в таблицата на реда индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ, следва да бъде посочена прогнозната индивидуална цена на природния газ за „Топлофикация София“ ЕАД, която е определена от КЕВР на стр. 26 от решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. в размер на 31,76 лв/MWh, като към нея трябва да се добавят и цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, които са утвърдени от КЕВР в цитираното по-горе решение – 5,2 + 22,63 = 27,83 лв/knm^3. Посочва се, че в таблицата не става ясно, откъде е взета цената на природния газ – */Ц-търговец/* за месеците април, май и юни в размер на 31,76 лв/MWh, която не съответства на решенията на КЕВР за определяне на цената на природния газ, която е утвърдена на „Булгаргаз“ ЕАД и по която общественият доставчик продава на топлофикационните дружества. Считат, че към отчетната индивидуална цена на природния газ не са добавени отчетните цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа и съответно газоразпределителната мрежа. Установените разлики за месеците април, май и юни, съответно в размери на -1,43, -5,95 и -0,24 не е ясно за какво се отнасят и как са изчислени.

Обръщат внимание, че корекцията между прогнозната и отчетната цена за CO_2 квоти не е изчислена вярно в паричната единица в левове, съгласно изискванията на НРЦТЕ, като установената корекция на приходите за „Топлофикация София“ ЕАД, макар, че е изчислена грешно в размер на 15 114 хил. лв., не е доказано в Доклада по изчислителен път как е отразена при определянето на необходимите годишни приходи в размер на 566 924 хил. лв. (стр. 31 от Доклада);

3. Тъй като не е извършен пълен регулаторен преглед на „Топлофикация София“ ЕАД и не е направена оценка на финансовото състояние на дружеството, поради това, че не е представен годишен финансов отчет за 2020 г., считат, че на дружеството не следва да се определят нови цени на топлинна и електрическа енергия от 01.07.2021 г.

4. Посочват, че в Доклада няма направен правен и финансов анализ относно изпълнението от топлофикационните дружества на решение № 15 147 от 08.12.2020 г. на ВАС по адм. дело № 172 от 2019 г., с което е отменено решение № Ц-6 от 07.04.2017 г. на КЕВР, съгласно което топлофикационните дружества имат да връщат на потребителите надвзети суми, което те не са направили в последните шест месеца. Настояват да получат отговор на въпроса кога топлофикациите ще изпълнят решението на ВАС и ще върнат надвзетите суми на потребителите.

Във връзка с изложеното от Гражданска платформа „ИЗПРАВИ СЕ.БГ“ настоява:

1. КЕВР да предприеме незабавни действия за изменение на НРЦТЕ, като цените на топлинната и електрическата енергия, произвеждана от високоефективното комбинирано производство от топлофикационните дружества, да се определят всеки месец или на тримесечие, а не по прогнозни цени на природния газ и въглеродните емисии. Допълват, че съгласно чл. 45 ал. 1 от Наредба № Е-РД-04-1 от 12.03.2020 г. за топлоснабдяването (НТ), издадена от Министерството на енергетиката, клиентите получават месечна информация за отчетеното количество топлинна енергия в сградите, а съгласно чл. 63 ал. 4, т. 2 от НТ топлофикационните дружества предоставят ежемесечно информация за количествата топлинна енергия за разпределение на лицата по чл. 139б от ЗЕ. Посочва се, че информацията за отчетните количества топлинна енергия за разпределение, която се

използва от КЕВР за утвърждаване на цените на топлинна енергия, е налична всеки месец в топлофикациите и няма никакво значение тя по какъв начин ще се разпредели вътре в сградите. Посочва се, че срокът за преминаване към реален месечен отчет при разпределението на топлинна енергия вътре в сградите етажна собственост е 1 януари 2027 г., но той не е обвързан със задължителното месечно отчитане на количествата топлинна енергия, съгласно изискванията на чл. 45, ал. 1 и чл. 63, ал. 4, т. 2 от НТ.

2. КЕВР да публикува на интернет страницата си за всяко едно топлофикационно дружество поотделно верните и точни изчисления за надвзетия/недовзет приход, съгласно формулата по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като поясни как това ще се отрази на цените на топлинна енергия, считано от 1 юли 2021 г.

След обсъждане на постъпилото становище Комисията счита:

1. По отношение на отчетната средна цена на CO_2 квоти в размер на 30,97 евро/t, която е за периода от 01.07.2020 г. до 15.04.2021 г. следва да се има предвид, че тя е получена като средна (average) отчетна цена от проведените в периода 01.07.2020 г. - 15.04.2021 г. първични търгове (Primary market auction) на Европейската енергийна борса, като не са взети предвид постигнатите отчетни цени на CO_2 квоти на проведените търгове на германската и полската борси, както и тези за авиационни оператори. Използваните данни са публично достъпни на официалния интернет сайт на Европейската енергийна борса, в меню: Market data-→Environmental Markets-→Auction Market-→ Information Downloads. Посочената цена в размер на 30,97 евро/t е към 15.04.2021 г., която се явява междинна дата при подготовката на Доклада на работната група, и същата е актуализирана към 17.06.2021 г. и е в размер на 51 евро/t.

2. По отношение на избраната прогнозна цена в размер на 47,00 евро/t CO_2 от 22 април 2021 г. на EEX, следва да се има предвид, че тя е била актуална към посочената дата и същата е актуализирана към 17.06.2021 г. и е в размер на 51 евро/t.

3. Относно използваните източници на информация за определянето на прогнозните цени на алтернативните горива, които са в основата на петролната компонента, как са определени цените по тримесечия и какъв дял заема тази компонента при определянето на прогнозната цена на природния газ, следва да се има предвид, че тази информация е посочена в общия подход.

4. По отношение на това как са определени прогнозните цени за достъп и пренос до/през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за всяко едно топлофикационно дружество, следва да се има предвид, че в цените на природния газ са включени цени за достъп и пренос отчетени среднопретеглени цени.

5. Изискването на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ, относно публикуването на данни на сайта на КЕВР е спазено, като в меню „Топлоенергетика“, подменю „Заявления за цени от 01.07.2021 г.“ са публикувани отчетни и прогнозни данни, които са предоставени от всяко едно топлофикационно дружество, след като същите са били изрично уведомени от КЕВР по отношение на изискването за публикуване.

6. Относно определеното количество топлинна енергия в размер на 4 120 034 MWh, което е завишено с 9,6% спрямо заявеното от „Топлофикация София“ ЕАД подробни съоръжения са изложени по-горе при описание на корекцията и разглеждане на възражението на дружеството.

7. Относно неправилно извършени изчисления, съгласно формулата по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и посочената в таблицата индивидуална прогнозна цена на природния газ за ценовия период за „Топлофикация София“ ЕАД, и откъде е взета цената на природния газ – */Ц-търговец/* за месеците април, май и юни в размер на 31,76 лв./MWh, следва да се има предвид, че тази цена е посочена от дружеството като прогнозна за последния тримесечен период. По отношение на установените разлики за месеците април, май и юни, съответно в размери на -1,43, -5,95 и -0,24 - те са разлика между прогнозните данни от дружеството и цените на „Булгаргаз“ ЕАД за тези месеци.

8. По отношение на корекцията между прогнозната и отчетната цена за CO_2 квоти,

която е изчислена с грешна валута и как е отразена при определянето на необходимите годишни приходи в размер на 566 924 хил. лв., Комисията приема, че е допусната техническа грешка и същата е отстранена, като изчисленията са извършени с верните стойности за всички дружества. Конкретно за „Топлофикация София“ ЕАД корекцията е отразена в посока увеличение на необходимите годишни приходи, които са променени.

9. По отношение на предложението на Гражданска платформа „ИЗПРАВИ СЕ.БГ“ да не се определят нови цени на топлинна и електрическа енергия на „Топлофикация София“ ЕАД, считано от 01.07.2021 г., поради това, че дружеството не е представило ГФО за 2020 г. и съответно не му е извършен финансов анализ от страна на КЕВР, следва да се има предвид, че с приетия Закон за изменение и допълнение на Закона за данък върху добавената стойност (ЗИДЗДДС), публикуван в ДВ, бр. 104 от 08.12.2020 г., са направени промени в Закона за счетоводството, в сила от 01.01.2021 г. С измененията са определени нови срокове за публикуване на годишните финансови отчети за 2020 г. Във връзка с променения срок за подаване на годишните данъчни декларации по Закона за корпоративното подоходно облагане се удължават и сроковете за публикуване на годишните финансови отчети до 30 септември на следващата година (чл. 38, ал. 1 от Закона за счетоводството). В съответствие с изменените срокове за декларираме на корпоративен данък и публикуване на годишните финансови отчети е променен чл. 245 от Търговския закон – 30 юни е новият срок за съставяне на годишен финансов отчет и годишен доклад за дейността и представяне на избраните регистрирани одитори. В допълнение следва да се посочи, че за извършването на регулаторен преглед дружеството представя отчетна и прогнозна информация, във форма и съдържание, определени от Комисията с Указанията-НВ и годишният финансов отчет не е единствен източник на данни, поради което непредставянето на годишния финансов отчет за 2020 г. не е основание за спиране на процедурата по утвърждаване на нови цени на топлинна и електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

10. Възражението във връзка с решение № 15147 от 08.12.2020 г. на ВАС по адм. дело № 172 от 2019 г., с което е отменено решение № Ц-6 от 07.04.2017 г. на КЕВР, е неотносимо към настоящото административно производство. Следва да се има предвид, че с Решение № 15147 от 08.12.2020 г. по адм. дело № 172 от 2019 г., III отделение на Върховния административен съд, допълнено с Решение № 4793 от 14.04.2021 г. по адм. дело № 172 от 2019 г., III отделение на Върховния административен съд, се отменя Решение № Ц-6 от 07.04.2017 г. на КЕВР и преписката се връща за ново произнасяне. Съгласно чл. 173, ал. 1 от АПК, след като отмени административния акт, съдът решава делото по същество, когато въпросът не е предоставен на преценката на административния орган. Извън този случай, както и когато актът е нищожен поради некомпетентност или естеството му не позволява решаването на въпроса по същество, съдът отменя административния акт и изпраща преписката на съответния компетентен административен орган за решаване на въпроса по същество със задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона (чл. 173, ал. 2 от АПК). Предвид влязлото в сила съдебно решение и разпоредбата на чл. 173, ал. 2 от АПК, КЕВР се произнася с ново решение вместо отмененото при спазване на указанията на съда по тълкуването и прилагането на закона – материално-правните норми, действащи към момента на постановяване на Решение № Ц-6 от 07.04.2017 г.

11. По отношение на предложението КЕВР да предприеме действия за изменение на НРЦТЕ, като цените на топлинната и електрическата енергия, произвеждана от високоефективното комбинирано производство от топлофикационните дружества да се определят всеки месец или на тримесечие, а не по прогнозни цени на природния газ и въглеродните емисии, Комисията счита, че не е относимо към настоящото административно производство за утвърждаване на нови цени на топлинна и електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

Изказвания по т.3.:

И. Александров: След проведеното открито заседание с представителите на дружествата и проведеното обществено обсъждане по-късно, в Комисията са постъпили възражения от 20 броя енергийни предприятия. Описани са подробно в проекта на решение. От заинтересованите страни възражения (дълги и подробни) са получени от доц. Диана Ковачева - Омбудсман на Република България и г-жа Мая Манолова – председател на гражданска платформа „Изправи се.БГ“. В проекта на решение са намерили отговори по всички въпроси, по които са имали възражения. От страна на самите дружества: най-общо те са възразили по 8 показателя: относно корекциите на амортизациите, ремонтите, заплатите, възнагражденията, които остават на ниво на отчет миналата година, относно прогнозната цена на емисиите, която припомням, че тогава беше 47 евро/тон (животът се развива прекалено бързо), относно корекцията на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия и по определянето на индивидуалната цена на природния газ. В проекта на решение възраженията са в голямата си част мотивирано отхвърлени, като съвсем малка част от възраженията са приети, а имено: коригирана е цената на природния газ, която е вече в съответствие с новите обстоятелства и новия момент, коригирана е цената и на емисиите – от 47 се покачи на 51 евро на тон, както и някои дребни разходи за ремонти, които касаят преди всичко излизане на когенератори за регулярен ремонт, свързан с пробега на часовете, които са дадени от завода производител. В тази връзка, предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, ал. 2, т. 1, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР, предлагаме Комисията за енергийно и водно регулиране, считано от 01.07.2021 г., да утвърди пределни цени на топлинната енергия и да определи преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, както следва… и са изброени всички дружества. Ако трябва да ги зачета?

Доц. д-р И. Н. Иванов: Няма нужда.

И. Александров: Благодаря за вниманието!

Доц. д-р И. Н. Иванов: Колеги, чухте предложението за решение, прочетено от Ивайло Александров. Г-н Йорданов, имате думата! Заповядайте!

А. Йорданов: Предвид обществения отзвук на решението което взимаме, аз съм длъжен като член на регулатора да направя две уточнения. Едното е, че ценообразуващите елементи, които ние вземаме предвид при утвърждаване на цените така или иначе имат своя прогнозен характер и това е смисълът на регулирането, тъй като се определят цени за бъдещ период от време. Ако просто прилагахме исторически цени щеше да е много по-лесно, но тогава нямаше да говорим за регулиране, а за статистика. В този смисъл всички обществени настроения, насочени в посока на запазване на по-ниски цени при растящи цени на природния газ и съответно на въглеродните емисии в световен мащаб са нереалистични като очаквания. Ако ние сега удовлетворим подобни призиви и искания, догодина ще трябва да отговаряме на въпросите защо в определени градове няма централно топлоснабдяване въобще и защо услугата не се предоставя. В този смисъл аз подкрепям проекта на решение. Въпреки всичко, прогнозите, които са направили от работната група са

в достатъчна степен консервативни, не следват само моментната тенденция. Именно в това се изразява защитата на интереса на потребителите. Държах да го подчертая за протокола, за да се разсеят всякакви твърдения, че КЕВР вдига или сваля цени. Не. КЕВР определя цени, които са необходими същевременно на енергийните предприятия да продължат работата си и да предоставят услугата и в същото време такива, които са справедливи по отношение на потребителите на услугата.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Благодаря, г-н Йорданов. Има ли други изказвания, колеги? Аз имам един въпрос. Колко беше осреднената цена на топлинната енергия за новия регулаторен годишен период? 16 лв. и какви стотинки?

Говори И. Александров, без микрофон.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Това е на природния газ.

Говори И. Александров, без микрофон.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Започнете отново отначало.

И. Александров: Като потвърждение на изказването на г-н Йорданов искам да кажа, че ако миналата година имахме упреци, че работим с прогнозни много по-високи цени на природния газ, в момента за първото тримесечие е 46 лв./MWh, а действащата цена по първа точка е 49,94.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Аз всъщност… лапсус … не цена. Имах предвид процент на повишаване на цената на топлинната енергия. Мисля, че е 16%.

И. Александров: 16,23% е средно за топлофикациите.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Точно така: 16,23%. Прави впечатление, че за „Топлофикация София“ ЕАД тя е по-висока – почти е 20%, но това е свързано с характера на производство на „Топлофикация София“ ЕАД. От четирите мощности само две са в когенеративен режим. Тепърва предстои нещо, което за беда мениджмънтът на дружествата не го е направило – да минат на когенерация и другите две централи на „Топлофикация София“ ЕАД. Освен това, може би ще направи впечатление на тези, които прочетат внимателно доклада, че част от топлофикациите са предложили цени, специално за топлинната енергия, които в доклада са повишени. Така е например и с „Топлофикация София“ ЕАД. Трябва да се има предвид, че заявленията постъпиха до 31 март, при цени на природния газ и на емисиите въглероден диоксид към онази дата. Естествено, поради бързото повишаване и на двата компонента, които общо формират 75-77% от цената на топлинната енергия, правилно е постъпила работната група като ги е отчела, защото иначе трябваше да поставят в крайно неизгодно положение топлофикационните дружества, които щяха да бъдат заплашени от финансов фалит. Колеги, аз приемам проекта на решение на колегите от работната група, които действително (в ситуация на изключително динамична промяна на цените на международните пазари) дават едно консервативно решение, което защитава обществения интерес, без да се достига до много голямо повишаване на цените, които ще бъдат в ущърб на потребителите. В същото време не се допуска да бъдат подложени на сериозни финансови изпитания топлофикационните дружества, ако се окажат със сериозен недостиг на финансови средства поради съответно ниски цени, които ние определяме. Ако нямам други изказвания, колеги, да преминем към гласуване.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3,

ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, ал. 2, т. 1, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

Считано от 01.07.2021 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, както следва:

1. На „Топлофикация София“ ЕАД:

1.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 286,23 лв./MWh
1.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 161,16 лв./MWh
1.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,48 лв./MWh
1.4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ – 95,52 лв./MWh
1.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1.1, т. 1.3 и т. 1.4:

- Необходими годишни приходи – 633 042 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 615 361 хил. лв., от които условно-постоянни – 108 813 хил. лв. и променливи – 506 548 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 415 667 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 794 176 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 120 034 MWh

2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив:

2.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 238,73 лв./MWh
2.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ –113,66 лв./MWh
2.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 99,55 лв./MWh
2.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по
чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 98,55 лв./MWh
2.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 2.1, т. 2.3 и т. 2.4:

- Необходими годишни приходи – 88 921 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 82 598 хил. лв., от които условно-постоянни – 24 398 хил. лв. и променливи –58 199 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 147 117 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,30%
- Електрическа енергия – 288 150 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 276 410 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 11 740 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 219 839 MWh

<u>3. На „Топлофикация - Плевен“ ЕАД:</u>

3.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 252,58 лв./MWh
3.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,51 лв./MWh
3.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,24 лв./MWh
3.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 92,08 лв./MWh
3.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 3.1, т. 3.3 и т. 3.4:

- Необходими годишни приходи – 97 582 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 95 593 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 051 хил. лв. и променливи – 79 542 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 41 210 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,83%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 299 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 212 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 600 MWh

<u>4. На „Топлофикация - Бургас“ ЕАД:</u>

4.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 244,42 лв./MWh
4.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 119,35 лв./MWh
4.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,91 лв./MWh
4.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 4.1 и т. 4.3:

- Необходими годишни приходи – 38 119 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 37 265 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 452 хил. лв. и променливи – 30 813 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 19 750 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,32%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 892 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136 758 MWh

<u>5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД:</u>

5.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 252,71 лв./MWh

5.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,64 лв./MWh
5.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,29 лв./MWh
5.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 5.1 и т. 5.3:

- Необходими годишни приходи – 22 962 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 21 478 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 565 хил. лв. и променливи – 14 914 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 31 098 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,77%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 452 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 65 335 MWh

<u>6. На „Топлофикация - Враца“ ЕАД:</u>

6.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 269,33 лв./MWh
6.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 144,26 лв./MWh
6.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 96,01 лв./MWh
6.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 6.1. и т. 6.3:

- Необходими годишни приходи – 23 816 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 23 374 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 526 хил. лв. и променливи – 18 848 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 9 986 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,43%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 91 257 MWh

<u>7. На „Топлофикация - ВТ“ АД, гр. Велико Търново:</u>

7.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 292,43 лв./MWh
7.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 167,36 лв./MWh
7.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 107,47 лв./MWh
7.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 7.1 и т. 7.3:

- Необходими годишни приходи – 8 493 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 396 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 564 хил. лв. и променливи – 6 832 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 838 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 600MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 28 413 MWh

<u>8. На „Топлофикация-Разград“ АД:</u>

8.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 238,09 лв./MWh
8.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 113,02 лв./MWh

8.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 100,96 лв./MWh;
8.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 8.1 и т. 8.3:

- Необходими годишни приходи – 6 038 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 842 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 391 хил. лв. и променливи – 4 451 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 600 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 23 960 MWh

9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив:

9.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 386,04 лв./MWh
9.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 72,60 лв./MWh
9.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 9.1 и т. 9.2:

- Необходими годишни приходи – 1 029 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 991 хил. лв., от които условно-постоянни – 520 хил. лв. и променливи – 472 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 916 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 684 MWh

10. На „Топлофикация Русе“ ЕАД:

10.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 264,05 лв./MWh
10.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 138,98 лв./MWh
10.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,51 лв./MWh
10.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 133,01 лв./MWh
10.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 10.1, т. 10.3 и т. 10.4:

- Необходими годишни приходи – 91 022 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 89 143 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 209 хил. лв. и променливи – 65 933 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 42 323 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,44%
- Електрическа енергия – 228 500 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 225 000 MWh
  - от некомбинирано производство – 3 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 311 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 353 207 MWh

11. На „Топлофикация - Перник“ АД:

11.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 231,37 лв./MWh
11.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,30 лв./MWh
11.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,32 лв./MWh
11.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 51,10 лв./MWh
11.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 11.1, т. 11.3 и т. 11.4:

- Необходими годишни приходи – 96 356 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 93 184 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 123 хил. лв. и променливи – 70 061 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 76 665 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,14%
- Електрическа енергия – 222 034 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 212 134 MWh
  - невисокоефективно комбинирано производство – 9 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 285 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 408 900 MWh

<u>12. На „Топлофикация - Сливен“ ЕАД:</u>

12.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 197,68 лв./MWh
12.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 72,61 лв./MWh
12.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,18 лв./MWh
12.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,95 лв./MWh
12.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 12.1, т. 12.3 и т. 12.4:

- Необходими годишни приходи – 44 263 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 43 058 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 427 хил. лв. и променливи – 28 631 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 22 929 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия– 137 507 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 128 907 MWh
  - от невисокоефективно производство – 8 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 102 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 134 549 MWh

<u>13. На „Топлофикация Габрово“ ЕАД:</u>

13.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 351,55 лв./MWh
13.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 226,48 лв./MWh
13.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 108,06 лв./MWh
13.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 13.1 и т. 13.3:

- Необходими годишни приходи – 6 238 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 177 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 252 хил. лв. и променливи – 3 925 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 168 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 328 MWh

14. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД:

14.1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС– 49,99 лв./MWh
14.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 14.1:
- Необходими годишни приходи – 4 486 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 130 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 090 хил. лв. и променливи – 39 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 638 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12 %
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 730 MWh

15. На „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай:

15.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 233,98 лв./MWh
15.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 108,91 лв./MWh
15.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 91,00 лв./MWh
15.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 15.1 и т. 15.3:
- Необходими годишни приходи – 10 107 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 487 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 929 хил. лв. и променливи – 5 558 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 11 842 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 856 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

16. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“:

16.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 211,84 лв./MWh
16.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 86,77 лв./MWh
16.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 16.1:

- Необходими годишни приходи – 5 476 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 5 222 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 994 хил. лв. и променливи – 3 228 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 4 940 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 5,15%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh

17. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“:

17.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 212,12 лв./MWh
17.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 87,05 лв./MWh
17.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 17.1:
- Необходими годишни приходи – 6 927 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 6 591 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 441 хил. лв. и променливи – 4 150 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 7 380 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh

18. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“:

18.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 247,18 лв./MWh
18.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 122,11 лв./MWh
18.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 18.1:
- Необходими годишни приходи – 3 438 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 3 219 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 464 хил. лв. и променливи – 1 755 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 4 170 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 871 MWh

19. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД:

19.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 284,42 лв./MWh
19.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 159,35 лв./MWh
19.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 19.1:
- Необходими годишни приходи – 6 783 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 6 627 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 635 хил. лв. и променливи – 4 992 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 3 441 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,54%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 820 MWh

20. На ЧЗП „Румяна Величкова”:

20.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 157,28 лв./MWh
20.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 32,21 лв./MWh
20.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 20.1:

- Необходими годишни приходи – 1 490 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 468 хил. лв., от които условно-постоянни – 301 хил. лв. и променливи – 1 166 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 533 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 150 MWh

21. На „Алт Ко“ АД:

21.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 187,65 лв./MWh
21.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 62,58 лв./MWh
21.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 21.1:

- Необходими годишни приходи – 1 798 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 768 хил. лв., от които условно-постоянни – 604 хил. лв. и променливи – 1 165 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 867 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 261 MWh

22. На „Брикел“ ЕАД:

22.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 223,12 лв./MWh
22.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 98,05 лв./MWh
22.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 70,39 лв./MWh
22.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 22.1 и т. 22.3:

- Необходими годишни приходи – 170 102 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 166 666 хил. лв., от които условно-постоянни – 31 540 хил. лв. и променливи – 135 126 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 78 214 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,39%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 435 210 MWh, в т. ч.:
  - собственото потребление – 19 210 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 807 MWh

23. На „Солвей Соди“ АД:

23.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 203,39 лв./MWh
23.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 78,32 лв./MWh
23.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 58,88 лв./MWh
23.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 23.1 и т. 23.3:

- Необходими годишни приходи – 205 990 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 200 039 хил. лв., от които условно-постоянни – 106 491 хил. лв. и променливи – 93 548 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 144 481 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 888 784 MWh
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 176 431 MWh, в т. ч.:
  - собственото потребление и към други потребители – 166 215 MWh

24. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

24.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 206,65 лв./MWh
24.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 81,58 лв./MWh
24.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 81,14 лв./MWh
24.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 24.1 и т. 24.3:
- Необходими годишни приходи – 5 498 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 5 239 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 993 хил. лв. и променливи – 2 247 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 6 280 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 712 MWh,
  в т. ч.:
    - към други потребители – 3 612 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 55 760 MWh

25. На „Декотекс” АД:

25.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 231,70 лв./MWh
25.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,63 лв./MWh
25.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 105,10 лв./MWh
25.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 107,68 лв./MWh
25.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 25.1, т. 25.3 и т. 25.4:
- Необходими годишни приходи – 3 917 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 3 773 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 260 хил. лв. и променливи – 2 513 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 3 501 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 11 280 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 9 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 930 MWh

26. На „Енергиен център Зебра“ ЕООД:

26.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 227,37 лв./MWh
26.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 102,30 лв./MWh
26.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) –150,00 лв./MWh
26.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 140,96 лв./MWh
26.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 26.1, т. 26.3 и т. 26.4:

- Необходими годишни приходи – 4 553 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 463 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи –
    2 797 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 178 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 736 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 168 MWh

<u>27. На „Белла България“ АД:</u>

27.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,00 лв./MWh
27.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 46,93 лв./MWh
27.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 27.1:

- Необходими годишни приходи – 2 204 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 728 хил. лв. и променливи – 1 379 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 343 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 882 MWh

<u>28. На „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД:</u>

28.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 133,78 лв./MWh
28.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 8,71 лв./MWh
28.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 28.1:

- Необходими годишни приходи – 1 244 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 182 хил. лв., от които условно-постоянни – 559 хил. лв. и променливи – 623 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 511 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 500 MWh

<u>29. На „Овердрайв“ АД:</u>

29.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 388,38 лв./MWh
29.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 29.1:

- Необходими годишни приходи – 637 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 622 хил. лв., от които условно-постоянни – 235 хил. лв. и променливи – 387 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 360 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh

30. На „МБАЛ – Търговище“ АД:

30.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 364,09 лв./MWh
30.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 30.1:
- Необходими годишни приходи – 203 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 179 хил. лв., от които условно-постоянни – 83 хил. лв. и променливи
    – 96 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 575 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 271 MWh

31. „Нова Пауър“ ЕООД

31.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 231,58 лв./MWh
31.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,51 лв./MWh
31.3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 100,96 лв./MWh
31.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 31.1 и т. 31.3:
- Необходими годишни приходи – 3 709 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 3 476 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 118 хил. лв. и променливи – 2 358 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 4 752 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 725 MWh
- Топлинна енергия с гореща вода – 8 865 MWh

32. На УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора:

32.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 213,58 лв./MWh
32.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 32.1:
- Необходими годишни приходи – 409 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 406 хил. лв., от които условно-постоянни – 148 хил. лв. и променливи 258 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 61 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh

33. На „Коген Загоре“ ЕООД:

33.1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 226,06 лв./MWh;
33.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 33.1:

- Необходими годишни приходи – 34 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 29 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 хил. лв. и променливи
    - 12 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 120 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 151 MWh

34. На „Оранжерии Петров дол“ ООД:

34.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 188,53 лв./MWh
34.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 63,46 лв./MWh
34.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 34.1:

- Необходими годишни приходи – 2 573 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 547 хил. лв., от които условно-постоянни – 866 хил. лв. и променливи – 1 681 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 498 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,21%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh

35. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

35.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 206,63 лв./MWh
35.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 81,56 лв./MWh
35.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 55,88 лв./MWh
35.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 51,72 лв./MWh
35.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 35.1, т. 35.3 и т. 35.4:

  - Необходими годишни приходи – 259 147 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 253 002 хил. лв., от които условно-постоянни – 42 259 хил. лв. и променливи – 210 743 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 147 602 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,16%
- Електрическа енергия – 1 141 000 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 219 000MWh
  - невисокоефективно комбинирано производство – 922 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 262 800 MWh

36. „Топлофикация Петрич“ ЕАД
36.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 228,84 лв./MWh
36.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 103,77 лв./MWh

36.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС)
– 78,29 лв./MWh
36.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 36.1 и т. 36.3:

- Необходими годишни приходи – 19 609 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 18 752 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 749 хил. лв. и променливи – 16 003 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 18 702 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 60 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 74 210 MWh

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за"** (Иван Н. Иванов - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията, след като разгледа **заявления с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. от „Национална електрическа компания" ЕАД, вх. № Е-13-41-29 от 09.04.2021 г. от „Електроенергиен системен оператор" ЕАД, вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Разпределение България" АД, вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България" АД, вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. от „Електроразпределение Юг" ЕАД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2021 г. от „ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД, вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. от „Електроразпределение Север" АД, вх. № Е-13-46-11 от 31.03.2021 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби" АД, вх. № Е-14-24-4 от 01.04.2021 г. от „АЕЦ Козлодуй" ЕАД, вх. № Е-13-12-3 от 08.04.2021 г. от „ТЕЦ Марица изток 2" ЕАД, вх. № Е-14-33-6 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Бобов дол" ЕАД, вх. № Е-14-34-1 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Марица 3" АД, вх. № Е-14-09-5 от 01.04.2021 г. от „Топлофикация Русе" АД, писма с вх. № Е-13-09-5 от 04.02.2021 г. и вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци" АД, и писма с вх. № Е-13-77-1 от 03.02.2021 г., вх. № Е-13-77-3 от 23.03.2021 г. и вх. № Е-13-77-5 от 24.03.2021 г. от „ЕСП Златни пясъци" ООД, допълнителна информация, постъпила с писма с вх. № Е-13-41-30 от 16.04.2021 г. от „Електроенергиен системен оператор" ЕАД, вх. № Е-13-62-112 от 11.05.2021 г. от „ЧЕЗ Разпределение България" АД, вх. № Е-13-262-59 от 12.05.2021 г. от „Електроразпределение Юг" ЕАД, вх. № Е-13-273-56 от 12.05.2021 г. от „Електроразпределение Север" АД и вх. № Е-13-09-12 от 13.05.2021 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци" АД,** събраните данни и доказателства от проведените на 02.06.2021 г. открито заседание и на 07.06.2021 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдители продават електрическа енергия на

битови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсиране на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия на преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, Комисията определя премии, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност от 500 kW и над 500 kW премии, като разлика между определената до влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник – § 28, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.).

По силата на чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) управлява средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а и 94 от ЗЕ, както и на разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Назначената със Заповед № З-Е-78 от 14.04.2021 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подадените от енергийните дружества заявления и постъпилите допълнителни писма. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-496 от 21.05.2021 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 97 от 27.05.2021 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 02.06.2021 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 107 от 03.06.2021 г., т. 2

е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 07.06.2021 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведеното открито заседание от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-20 от 02.06.2021 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), с вх. № Е-13-62-125 от 02.06.2021 г. и вх. № Е-13-62-130 от 15.06.2021 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-47-17 от 02.06.2021 г. и вх. № Е-13-47-19 от 11.06.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-262-68 от 02.06.2021 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-16 от 02.06.2021 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-102 от 02.06.2021 г. от „Електроразпределение Север“ АД, с вх. № Е-13-46-22 от 01.06.2021 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, с вх. № Е-13-09-14 от 01.06.2021 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, с вх. № Е-13-77-7 от 03.06.2021 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД и с вх. № Е-13-12-5 от 01.06.2021 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, които Комисията е разгледала и обсъдила по-долу в мотивите на настоящото решение.

Във връзка с проведеното обществено обсъждане са постъпили становища и възражения от заинтересовани лица, както следва:

С писмо с вх. № Е-04-64-2 от 02.06.2021 г. Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) е представил становище по приетия от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-496 от 21.05.2021 г. за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

По отношение прогнозните разходи за компенсиране на обществения доставчик за закупената електрическа енергия от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност до 1 MW ФСЕС посочва, че при планирани в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. разходи в размер на 66 448 хил. лева, към 31.05.2021 г. ФСЕС е компенсирал НЕК ЕАД по този показател със сума в размер на 64 108 813 лв. Прогнозира, че предвид очакваните месеци с по-силно производство от страна на производителите от възобновяеми източници, очакваните реални разходи, които следва да бъдат възстановени на обществения доставчик за закупената електрическа енергия от тези производители, се очаква да надхвърлят с 19 млн. лева предвидените прогнозни такива.

Фондът отбелязва, че към 31.05.2021 г. са одобрени и изплатени средства на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД в размер на 328 252 014 лв. и от „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД в размер на 289 828 929 лв., като до края на текущия регулаторен период ФСЕС ще разполага с още 145 627 986 лв. за „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД, съответно с още 84 265 071 лв. за „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, предвид утвърдените прогнозни разходи съгласно Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., преизчислени с Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. Счита, че рязкото повишаване на цената на квотите за емисии на парникови газове, спрямо прогнозната, ще увеличи значително разходите му за компенсиране на НЕК ЕАД за закупуването на електрическа енергия по дългосрочните договори с двете централи.

ФСЕС обръща също така внимание, че след удължаване до 31 декември 2021 г. на срока на Насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетика за периода 2014-2020 г., на основание § 22 от Преходните и заключителни разпоредби към Наредбата за изменение и допълнение на Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (обн. ДВ, бр. 12 от 2021 г., ННТРЕВИ) министърът на енергетиката е издал до настоящия момент 127 заповеди за предоставяне на отстъпки от компонентата за производство от ВИ за календарната 2021 г., като процесът по издаването на заповеди на горното основание все още не е приключил. Посочва, че общият размер на средствата, ползвани от предприятията като отстъпка от дължимата към Фонда цена за задължения към обществото, към настоящия момент е в размер на 11 888 хил. лв. и се очаква до 30.06.2021 г. Фондът да има недостиг по този показател в размер на 6 000 хил. лв.

Отделно от горното, ФСЕС предлага Комисията да утвърди на основание чл. 21, ал. 1, т. 17а от ЗЕ разходи за лихви по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ в размер на до 10 млн. лв. за предстоящия ценови период.

С последващо писмо с вх. № Е-04-64-3 от 14.06.2021 г. ФСЕС е поискал КЕВР да предвиди допълнителни 97 412,53 лв., представляващи недовзета помощ по ННТРЕВИ на „Девня Цимент“ АД за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. съгласно получено писмо от министъра на енергетиката.

По отношение на компенсациите на обществения доставчик аргументи са изложени по долу в т. IV от мотивите на настоящото решение. Останалите искания на ФСЕС, Комисията приема за основателни, като те са отразени в т. V от мотивите на настоящото решение.

С писмо с вх. № Е-13-13-5 от 18.06.2021 г. „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Дружеството посочва, че осигуряването на финансова ликвидност по веригата на доставка на електрическа енергия е важно условие за постигане на стабилност. В тази връзка обръща внимание, че в доклада и проекта на решение липсва конкретика относно компенсирането на обществения доставчик предвид повишените разходи за закупуване на електрическа енергия вследствие от значително по-високата действителна цена на квотите за емисии парникови газове в рамките на текущия регулаторен период спрямо прогнозираната от КЕВР цена в Решения № Ц-29 от 01.07.2020 г., като настоява Комисията да включи такава компенсация в окончателното решение.

Комисията е изложила аргументи във връзка с компенсирането на обществения доставчик по-долу в мотивите на решението.

С писмо с вх. № Е-04-37-10 от 22.06.2021 г. Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) е представила становище по приетия от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-496 от 21.05.2021 г. и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

АСЕП определя като необективен възприетия подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена (ППЦ), тъй като и трите използвани референтни стойности при определянето ѝ (ценовите нива на търгуваните дългосрочните продукти на „Централизиран пазар за двустранни договори“ (ЦПДД) на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), постигнатите нива на форуърдните сделки на регионалните борси и на търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса, EEX) не се основават на обективни спрямо националния пазар и настоящия момент данни. По отношение на дългосрочните продукти на БНЕБ ЕАД посочва, че при анализа в доклада ясно се признава, че не съществуват подобни обективни данни. Според АСЕП анализът на постигнатите нива на форуърдните сделки на регионалните борси категорично не отговаря на текущото ниво на развитие на българския пазар. Отбелязва, че никъде не се отчита реализираното през май месец тази година пазарно обединение на българо-гръцка граница, което отдалечава цените на националния пазар от унгарския и нивата на HUPEX и ги приближава до традиционно най-скъпите пазари в континентална Европа – гръцкия и италианския. Посочва също, че пазарното обединение на българо- румънска граница се очаква да се реализира до края на годината, но дори и реализация по график няма да обхване целия ценови период. Счита, че данните, използвани за корелация между нивата на HUPEX и БНЕБ ЕАД, са неприложими към пазарната действителност към настоящия момент, тъй като никъде не се отчита обстоятелството, че от май 2021 г. цените на БНЕБ ЕАД устойчиво се движат с тези на HUPEX, като в пиковите часове българският пазар дори изпреварва този в Централна и Източна Европа с близо 1 €/MWh. Тъй като в доклада са използвани стари данни за сетълмент, валидни към април 2021 г., в окончателното решение на КЕВР следва да се отрази, че към настоящия момент нивата за второ полугодие (H2) на 2021 са близо 85,00 €/MWh. Същото важи и за стойностите на унгарските и румънските фючърси, които към момента на общественото обсъждане се

търгуват с над 10% по-скъпо от използваните в доклада данни и приближават 80 €/MWh за периода на ценовото решение. В допълнение посочва, че в доклада на няколко места се споменава, че прогнозите са за ръст на ценовите нива на електрическата енергия (например сериозен ръст в цените на CO_2 емисиите до рекордни стойности от 80 €/тон) и въпреки това е предложен консервативен подход и занижаване на стойността на ППЦ.

Поради особената важност на прогнозната пазарна цена като основна референтна стойност при определяне на цените в сектор „Електроенергетика“, както и с оглед силната динамика на пазарите на едро, АСЕП апелира да се възприеме подход за актуализация на ценовото решение и утвърждаване/корекция на цени и количества на тримесечна база, което ще минимизира изкривявания и най-вече ще гарантира стабилността на националния електроенергиен пазар.

За асоциацията остава необяснимо защо при определяне на груповите коефициенти се използват данни за календарна година от първи януари при положение, че ценовото решение е от първи юли. Счита, че това несъответствие между периодите е предпоставка за изкривяване на резултатите от анализа. Освен това намира, че симулацията е неотносима за целите на ценовото решение, тъй като не е ясно участието на електропреносното и електроразпределителните дружества на пазара „Ден напред“, както и не е отчетено обстоятелството, че част от мрежовите оператори закупуват технологични разходи на ЦПДД и че топлофикационните дружества също са организирали търгове на този сегмент.

АСЕП не приема факта, че за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са използвани стойности за квоти за емисии в размер на 40 €/тон, докато за „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД същите са преизчислени при цена 47 €/тон.

Сдружението изразява несъгласие с продължаващото според него толериране на неравноправното третиране на клиентите на свободен и регулиран пазар и не приема мотива на Комисията, че е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара, тъй като обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство в разрез с принципите по чл. 23, т. 2 – 6 от ЗЕ. Счита, че по-ниските изкупни цени привилегироват клиентите на регулирания пазар и дискриминират свободния пазар. Не счита, също така, за справедливо предложената „миксова“ цена на обществения доставчик от 109,52 лв./MWh да е значително под ППЦ от 119 лв./MWh.

Комисията приема възраженията на АСЕП за неоснователни.

По отношение твърдението, че ППЦ е изчислена по необективен начин, следва да се отбележи, че за последните 3 месеца пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за период от 10 дни през месец май изменението на фючърсите е с около 10,00 €/MWh. При такава рязка динамика, не може да се направи обосновано предположение дали тенденцията ще се запази, съответно постигнатите резултати могат да се приемат за устойчив тренд. Освен това, настоящото решение ще се прилага през относително дълъг период – 12 месеца, поради което същото не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. Комисията е взела предвид тенденцията на пазара след пазарното обединение на българо-гръцка граница, но е отчела и предстоящото обединение до края на трето тримесечие 2020 г. на българо-румънска граница, след реализирането на което корелацията и съответно спредовете между българския и унгарския пазар би следвало да се запазят до известна степен.

По отношение предложението да се възприеме подход за актуализация на ценовото решение и утвърждаване/корекция на цени и количества на тримесечна база, следва да се

има предвид, че и към момента съгласно чл. 31б, ал. 1 и 2 от ЗЕ КЕВР има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия, цените за достъп и/или пренос през електропреносната и/или електроразпределителните мрежи и цената и/или компонентата от цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от същия закон по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, съответно да измени определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия.

КЕВР не приема за основателни аргументите на АСЕП за начина на определянето на груповите коефициенти, предвид разпоредбата на чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ, съгласно която Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група производители на пазара ден напред за предходната календарна година.

Не е обективно твърдението на асоциацията относно използваната стойност на квотите за емисии при изчисляването на цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, която видно от стр. 16 на приетия от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-496 от 21.05.2021 г. е в размер на 47,00 €/тон.

По отношение формирането на микса на обществения доставчик аргументи са изложени по-долу в мотивите на това решение.

С писмо с вх. № Е-04-04-7 от 08.06.2021 г. Омбудсманът на Република България е представил становище по приетия от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-496 от 21.05.2021 г. за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Омбудсманът изразява несъгласие с липсата в доклада на анализ и съответно на извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването) по чл. 38, ал. 4, т. 2 от НРЦЕЕ. Подчертава, че съгласно чл. 3, ал. 5 от НРЦЕЕ Комисията определя показатели за качество на енергията и качество на обслужването именно за целите на ценовото регулиране и постигането на всеки от целевите показатели е мярка за цялостното изпълнение на лицензионната дейност от енергийното предприятие. Отбелязва, че при постановяване на Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. за първата година от приключващия на 30.06.2021 г. регулаторен период КЕВР е обсъдила възможността за извършване на корекция с показатели въз основа на изпълнението, каквато, обаче, не е направена с аргумента, че по данни на електроразпределителните дружества за показателите за качество на енергията и качество на обслужването не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими. В тази връзка, според омбудсмана не е налице подобрение в качеството на услугите, тъй като е сезиран с жалби срещу електроразпределителните дружества, които са основно за лошо качество на доставяната електрическа енергия. В тази връзка напомня, че видно от годишния доклад на Комисията за 2020 г., извършената през 2020 г. проверка по изпълнение на задължителните указания, дадени от КЕВР на едно от електроразпределителните дружества, е показала, че предприетите от дружеството мерки за подобряване на качеството не са достатъчни и не се прилагат в кратки срокове, поради което е взето решение проверките да продължат и през 2021 г.

Омбудсманът посочва, че до момента липсва информация от регулатора какви са резултатите от извършените проверки на всички електроразпределителни дружества относно реално извършените инвестиции и разходите за амортизации на въведени в експлоатация активи, като очаква КЕВР да публикува докладите за проверките. Счита за необосновано да не се извършва каквато и да било оценка и корекция на необходимите приходи на електроразпределителните дружества въз основа на горните показатели, съответно настоява Комисията да разясни какви са причините за неизвършването им.

По отношение на извършената корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции, отбелязва, че поради заличаване на данните в заявленията на електроразпределителните дружества за утвърждаване на цени, не може да се състави обективно мнение относно изпълнението на плановете им за инвестиции. За пореден път подчертава, че заличаването на изходни данни в заявленията на дружествата е пречка да се състави обективно мнение относно икономическата обоснованост на разходите.

Според омбудсмана прави впечатление, че в сравнение с останалите две години от регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2021 г., през базисната година операторите на разпределителни мрежи са отчели сериозен ръст на експлоатационните и административните разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, които в приетия от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-496 от 21.05.2021 г. са включени на ниво отчет от базисната година, което буди съмнения доколко е коректна и вярна представената информация.

На следващо място отбелязва отчетената в доклада тенденция за намаляване на технологичните разходи на електроразпределителните дружества за регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2021 г. и намалението само с 0,5% на целевия размер на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2024 г., без обаче да става ясно как е определен този процент.

Комисията счита възраженията на Омбудсмана за неоснователни.

КЕВР е публикувала заявления при заличени изходни данни на тези дружества, които са посочили наличие на търговска тайна в информацията, съдържаща се в подадените от тях заявления. Следва да се има предвид, че тези заявления съдържат факти, свързани със стопанската дейност на дружествата, техническа и финансова информация, структура на разходите, цени и др. В този смисъл изходните данни в заявленията, съдържат информация, която съставлява производствена и търговска тайна и чието разгласяване е забранено предвид разпоредбата на чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията (ЗЗК). Същевременно, публикуването на изходните данни от заявленията може да доведе до нелоялна конкуренция между търговци чрез узнаване, използване или разгласяване на търговска тайна, което е форма на нелоялна конкуренция, посочена в специалните текстове на ЗЗК. В тази връзка, КЕВР не е нарушила разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ при публикуването на заявления на дружества при заличени изходни данни.

Комисията счита за неоснователно възражението за неизвършването на корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества с показатели въз основа на изпълнението. Според чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ при регулиране на цените чрез метода на ценово регулиране „горна граница на приходи“ могат да се извършат следните годишни корекции: с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) и с коефициент за подобряване на ефективността при спазване на принципите на чл. 23 и 31 от Закона за енергетиката; с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнението на определените от комисията целеви показатели и разликата между прогнозните и реализираните инвестиции; в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка (корекция с инвестиции). Според чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ за първата година от регулаторния период се прилага корекция с инвестиции, като в този случай корекцията отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, намалено с приложените през ценовите му периоди корекции, съответно може да се приложи корекция с фактора Z. Предмет на настоящото решение е утвърждаване на цени и необходими приходи на електроразпределителните дружества за първата година от

шестия регулаторен период, като КЕВР приема, че не следва да се извършва корекция с показатели въз основа на изпълнението.

В допълнение, електроразпределителните дружества са предоставили данни за показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването, от които се установява, че по отношение на съответните лицензионни територии – в тяхната цялост, не са налице отклонения от допустимите целеви стойности на тези показатели. В тази връзка са извършени проверки за изпълнение на показателите за качеството на енергията и за качеството на обслужването, както следва:

– Планова проверка на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД по документи и на място за изпълнение на условията на лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-5 от 20.11.2020 г. и доклад с вх. № Е-Дк-1020 от 14.12.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 274 от 17.12.2020 г., т. 1. В хода на проверката са издадени 19 бр. актове за установяване на административни нарушения, във връзка с които председателят на КЕВР е издал 19 бр. наказателни постановления за налагане на имуществени санкции в общ размер 1 140 000 лв.;

– Извънредна проверка на „Електроразпределение Юг“ ЕАД по документи и на място за изпълнение на условията на лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-7 от 07.12.2020 г. и доклад с вх. № Е-Дк-1022 от 14.12.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 274 от 17.12.2020 г., т. 3. В хода на проверката са издадени 6 бр. актове за установяване на административни нарушения, във връзка с които председателят на КЕВР е издал 6 бр. наказателни постановления за налагане на имуществени санкции в общ размер 120 000 лв. На дружеството са дадени и задължителни предписания, за изпълнението на които са представени доказателства с електронни съобщения от 10.12.2020 г. и с писмо вх. № Е-13-262-149/11.12.2020 г.;

– Извънредна проверка на „Електроразпределение Север“ АД по документи и на място за изпълнение на условията на лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-6 от 02.12.2020г. и доклад с вх. № Е-Дк-1021 от 14.12.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 274 от 17.12.2020 г., т. 2. В хода на проверката са издадени 3 бр. актове за установяване на административни нарушения, във връзка с които председателят на КЕВР е издал 3 бр. наказателни постановления за налагане на имуществени санкции в общ размер 180 000 лв.

Въз основа на извършените проверки се установява, че подадените жалби от клиенти на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са с 33 % повече в сравнение с другите електроразпределителни дружества, взети заедно. Същевременно, през 2020 г. за отделни части от лицензионната територия на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД се наблюдава намаляване с 19 % на броя на жалбите на потребители за лошо качество на електрическата енергия – ниско напрежение и чести изключвания при снабдяването с електрическа енергия.

Предвид факта, че в резултат на извършените проверки е установено, че са основателни голяма част от подадените жалби и сигнали във връзка с качеството на електрическата енергия, която се доставя на клиенти в различни отделни части от територията на съответните лицензианти, КЕВР е предвидила да продължи плановите проверки относно качеството на доставяната електрическа енергия и през есента на 2021 г. В допълнение, КЕВР счита, че е обосновано въвеждането на нов механизъм за индивидуално компенсиране на клиентите, при установяване на отклонения от стандарта, тъй като е справедливо да се обезщетяват само засегнатите потребители, а не всички, в т.ч. и тези, при които не се наблюдава влошено качество.

По отношение на отчетените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ през базовата година следва да се отбележи, че най-голям дял от завишението се дължи на разходите за персонал, защото

ръстът на работната заплата през последните няколко години изпреварва отчетената от НСИ инфлация. Предвид отчетения по-голям ръст на тази група разходи, те са включени в цените на ниво отчет, а поисканото от дружествата увеличение е прието за необосновано, тъй като инфлацията за първата ценова година от регулаторния период е акумулирана през базисната година.

По отношение намалението на технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи, КЕВР е определила по-нисък целеви размер, вземайки предвид както тенденцията за намаляване на технологичните разходи на електроразпределителните дружества за петия регулаторен период, така и на процесите, наблюдавани в момента при управлението на разпределителните мрежа в условия на значителен ръст в броя на присъединени генериращи мощности на ниво разпределителна мрежа.

Във връзка с твърдяната липса на информация за резултатите от извършените проверки на всички електроразпределителни дружества за реално извършените инвестиции и разходите за амортизации на въведени в експлоатация активи, следва да се има предвид, че Комисията е извършила следните проверки:

– Планова проверка на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е–8 от 27.05.2021 г. и доклад с вх. № Е-Дк-535 от 04.06.2021 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 111 от 09.06.2021 г., т. 7. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания.

– Планова проверка на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-9 от 27.05.2021 г. и доклад с вх. № Е-Дк-534 от 04.06.2021 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 111 от 09.06.2021 г., т. 5. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания.

– Планова проверка на „Електроразпределение Север“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-10 от 27.05.2021 г. и доклад с вх. № Е-Дк-533 от 04.06.2021 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 111 от 09.06.2021 г., т. 6. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания.

С писмо с вх. № Е-12-00-288 от 14.06.2021 г. гражданска платформа Изправи се.БГ е представила становище по приетите от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-496 от 21.05.2021 г. и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Сдружението обръща внимание, че за пореден път участва в обществено обсъждане в условията на неизпълнение на задължението на КЕВР, съгласно изискванията по чл. 15, ал. 2 от ЗЕ, да публикува на интернет страницата си предложенията на енергийните предприятия за утвърждаване на цени заедно с всички изходни данни към тях. В тази връзка настоява в окончателното решение КЕВР да посочи на основание чл. 18, ал. 3 от ЗЕ кои данни, факти и др. представляват търговска тайна за предприятията от сектор „Електроенергетика“ и с кои документи същите са съгласувани с Комисията за защита на конкуренцията.

Изправи се.БГ изразява несъгласие с увеличението на цените за пренос и достъп до

електропреносната мрежа с 10,51%, като акцентира върху липсата на яснота относно причините, които налагат признаването на по-високи условно-постоянни разходи с над 9% от 1 юли 2021 г. спрямо 1 юли 2020 г., увеличението спрямо 1 юли 2019 г. на цената за достъп с над 15%, а на цената за пренос с над 18%, както и относно мотивите, с които въпреки признаването на такова голямо увеличение на разходите, заложените количества електрическа енергия се намаляват от 1 юли 2021 г. спрямо 1 юли 2019 г. с 3,60%, а спрямо 1 юли 2020 г. с над 1%. Посочва, че подобен подход е възприет и по отношение на разходите на електроразпределителните дружества, които участват в образуването на цените за пренос и достъп през и до електроразпределителната мрежа, тоест при заложено значително увеличение на разходите от 01.07.2021 г. спрямо предходните ценови периода, количеството електрическа енергия за разпределение като цяло се запазва, а в случая на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД дори намалява. Призовава Комисията да представи ясна и разбираема информация за причините за признаването на това драстично увеличение на разходите на трите разпределителни дружества, като настоява КЕВР да обоснове поотделно увеличението на експлоатационните и административните разходи.

Според сдружението буди недоумение липсата на каквато и да е оценка и корекция на необходимите приходи на електроразпределителните дружества въз основа на показателите за качество на енергията и обслужването, въпреки огромния брой оплаквания от клиенти.

В допълнение гражданската платформа счита, че компонентата по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е определена непрозрачно, тъй като липсват мотиви защо е възприет максималният допустим размер от 7 на сто, а не друг, по-нисък, както през предходните два регулаторни периода.

Комисията приема възраженията на Изправи се.БГ за неоснователни.

По отношение липсата на изходни данни в публикуваните заявления за утвърждаване на цени, както и по отношение липсата на корекция с показатели въз основа на изпълнението, аргументи са изложени по-горе.

По отношение липсата на яснота относно причините, които налагат признаването на по-високи условно-постоянни разходи на електропреносното и електроразпределителните дружества и увеличението на експлоатационните и административните разходи, то се дължи основно на повишените разходи за персонал. Необективно е да се обвързват количествата пренесена електрическа енергия с условно-постоянните разходи, тъй като между тях не съществува корелация. Количествата електрическа енергия за разпределение от електроразпределителните дружества са прогнозирани на база очакваното потребление на техните клиенти, като през следващата ценова година чрез корекцията по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, евентуалните отклонения се компенсират изцяло. По отношение на количества електрическа енергия, върху които се начислява цена за пренос и цена за достъп през/до електропреносната мрежа, при тяхното определяне е взето предвид обстоятелството, че през предходния регулаторен независимият преносен оператор е отчел с около 1 500 000 MWh по-ниски количества спрямо заложените в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР.

Комисията не приема аргумента за непрозрачност при определяне на компонентата по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. В Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. Комисията е утвърдила компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ в размер от 7%. КЕВР следва последователен подход, като утвърденият размер от 7% отразява изменението в структурата на регулирания пазар, от който отпаднаха небитовите крайни клиенти, присъединени на ниво ниско напрежение и оттам значителното намаляване на количеството електрическа енергия за снабдяване, върху което крайните снабдители реализират приходите си, при относително запазване на разходите на дружествата, влияещи се най-много от броя битови клиенти, който остава непроменен.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. На 31.03.2021 г. на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД е проведен един търг за 20 MW, с период на доставка съвпадащ с първата половина на следващия регулаторен период, на който е постигната цена от 111,50 лв./MWh.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на EEX[11] (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX[12].

Фючърсите за българския пазар[13] за трето тримесечие на 2021 г. (Q3 2021) са на нива от 68,51 €/MWh (133,99 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2021 г. (Q4 2021) са на нива от 70,30 €/MWh (137,49 лв./MWh) или за второто полугодие на 2021 г. (H2 2021) цената следва да е около 69,41 €/MWh (135,74 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар[3] за Q3 2021 са на нива от 68,96 €/MWh (134,87 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,05 €/MWh (138,96 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,01 €/MWh (136,92 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за унгарския пазар[3] на EEX за Q3 2021 са на нива от 69,11 €/MWh (135,17 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,30 €/MWh (139,45 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер

[11] http://www.eex.com

[12] https://hudex.hu

[13] Данните са актуални към края на месец април 2021 г.

на 70,21 €/MWh (137,31 лв./MWh), за Q1 2022 – 72,06 €/MWh (140,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 55,71 €/MWh (108,96 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 67,05 €/MWh (131,13 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX[3] за Q3 2021 са на нива от 69,26 €/MWh (135,46 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,54 €/MWh (139,92 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,40 €/MWh (137,69 лв./MWh), за Q1 2022 – 71,55 €/MWh (139,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 58,67 €/MWh (114,75 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 65,11 €/MWh (127,34 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2021 г. и първо полугодие на 2022 г. са на нива около 65-67 €/MWh. Анализът на постигнатите цени от началото на 2021 г. на регионалните пазари показва, че на платформата „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД средната цена е в диапазона от около 2-3 €/MWh по-ниска от тази на унгарския пазар, т.е. следва да е на нива около 63-64 €/MWh.

Основните движещи фактори за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, са икономическото възстановяване на Европейския съюз след пандемията от COVID-19, обуславящо ръста на финансовите пазари и покачването на цените на емисиите CO_2. Съвкупното влияние на тези два фактора се прехвърля освен върху спотовите пазари и върху останалите сегменти, тъй като пазарите са свързани. Оценките на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер. Европейската система за търговия с емисии (ETS) е инструмент, създаден за стимулиране на декарбонизацията на икономиката, което предполага, че цените следва да са достатъчно високи, за да компенсират преминаването от въглища към зелена икономика. Това е предпоставка ръстът на цените на емисиите CO_2 да продължи, тъй като според повечето анализатори за постигане на целта от 55% намаление на емисиите от ЕС, цените на квотите следва да се повишат до 80 €/тон. Следва, обаче, да се отчете и спекулативният елемент в резкия ръст на ETS пазара. Все по-голям дял в търговията с въглеродни емисии придобиват финансови дружества, в т.ч. и водещи инвестиционни банки, като Goldman Sachs и Morgan Stanley, както и големи хедж фондове. През последната година делът на инвестиционните фондове, притежаващи фючърси, е нараснал почти два пъти, което тясно корелира с последните промени в цените. Инвеститорите диверсифицират портфейлите си с ETS фючърси предвид политическата подкрепа към този инструмент и възможностите на Европейската комисия (ЕК) за намеса на този пазар чрез ограничаване на предлагането. Следва да се отчете обаче и фактът, че европейската търговия с емисии е политически проект, от който инвеститорите сравнително бързо могат да пренасочат инвестициите си при бичи растеж на капиталовите пазари. В тази връзка може да се направи извод, че пазарите са отчели в цените на фючърсите горните фактори, но отчитайки спекулативния елемент през последната година и прилагайки консервативен подход, прогнозната пазарна цена за следващия регулаторен период следва да се редуцира с допълнителни 3-4 €/MWh до около 60 - 61 €/MWh или 119 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е определена в размер на 119,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано

производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-30 от 16.04.2021 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2020 г. – 31.12.2020 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2020 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2020 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2020 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

5. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,61 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (р.2/р.1)	1,04915
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**124,85 лв./MWh**

6. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните оператори на електроразпределителни мрежи.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (р.2/р.1)	1,10315
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**131,27 лв./MWh**

7. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация –

Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД и „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,05104
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**125,07 лв./MWh**

8. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-централа 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД и „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	72,01 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,93723
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**111,53 лв./MWh**

9. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	74,10 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,96439
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**114,76 лв./MWh**

10. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ „Петрохан“) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните

почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	74,25 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,96630
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**114,99 лв./MWh**

11. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:
Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,10 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	1,00337
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**119,40 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 124,85 лв./MWh;

2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 131,27 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 125,07 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 111,53 лв./MWh;

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 114,76 лв./MWh;

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 114,99 лв./MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 119,40 лв./MWh.

II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „производство на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители: заявление с вх. № Е-14-24-4 от 01.04.2021 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-3 от 08.04.2021 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-6 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-1 от 31.03.2021 г. от

„ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление с вх. № Е-14-09-5 от 01.04.2021 г. от „Топлофикация Русе“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно ВЕЦ-овете, собственост на дружеството.

КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдители – чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Следователно КЕВР следва да утвърди цени на електрическата енергия само на тези производители, от които е предвидила разполагаемост и количества енергия за регулирания пазар по реда на посочената разпоредба от ЗЕ. Комисията, обаче, не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и 94 от ЗЕ – чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ. В тази връзка КЕВР следва да разгледа и анализира посочените по-горе заявления на производителите, след което да утвърди цени на електрическата енергия само на дружествата, които изпълняват условието на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

1.1. Анализ и оценка на предоставената от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД прогнозна информация.

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. в частта по т. II.2. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 54,77 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 831 696 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 186 584 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-4 от 01.04.2021 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 56,87 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 213 768 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 117 247 хил. лв.; консумативи – 1 703 хил. лв.; други променливи разходи – 1 661 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 661 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 93 157 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 613 840 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 150 895 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 40 733 хил. лв.; социални разходи – 26 366 хил. лв.; разходи за амортизации – 172 871 хил. лв.; разходи за ремонт – 89 028 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 133 947 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 59 603 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 16 453 721 MW*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

- цената на електрическата енергия възстановява икономически обоснованите годишни разходи за осъществяване на лицензионна дейност, в т.ч. разходи за управление, експлоатация и поддръжка, ремонти, амортизации, гориво и разходи, произтичащи от лицензионни и нормативни изисквания;
- цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала 2,9%, при оборотен капитал 75 686 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 053 810 хил. лв.;

– прогнозният размер на нетния търговски износ в електроенергийната система (ЕЕС) на страната (нетно производство) е съобразен с планираните експлоатационни режими на производствените мощности;

– прогнозните производствено-технически показатели са определени на базата на следните фактори: проектни характеристики на ядрените блокове с отчитане на въздействието на характерните за площадката околни условия (температура/ниво на водоизточника) върху изходната електрическа мощност; оптимално натоварване на мощностите с отчитане на спецификата на експлоатация: работа в базов режим; работа в режим на мощностен ефект в края на горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт (ПГР); допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; съгласуван с ЕСО ЕАД график за работа на ядрените енергийни блокове (ЯЕБ) през 2021 г. съгласно процедурата в Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС); прогнозни режими на работа на ЯЕБ през 2021–2022 г. съгласно плана за развитие на дружеството; планови престои за ПГР: 36 календарни дни на ЯЕБ № 6 през второ полугодие на 2021 г., 38 дни на ЯЕБ № 5 през първо полугодие на 2022 г. Продължителността на планираните престои отчита критичните линии за изпълнение на планирания обем дейности при спрян блок (годишен ремонт, техническо обслужване, специализиран контрол и диагностика, презареждане, реконструкции и други, съгласно утвърдени ремонтна програма, инвестиционна програма, програмите за повишаване на безопасността и за удължаване на ресурса; допустима непланова неготовност – 1%, при световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – до 3%;

– разходите за производство на електрическа енергия са определени на база отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по издадената на дружеството лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“. От отчетните и прогнозните разходи са приспаднати разходите, отнасящи се до страничните и социални дейности, производство и пренос на топлинна енергия;

– прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен със 7% спрямо отчетения за 2020 г.;

– разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозирани в размер на 172 871 хил. лв. при използване на линеен метод на амортизация, съгласно счетоводните политики на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и в зависимост от техническия полезен живот на активите. В отчетните и в прогнозните разходи не са включени разходите за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин, в размер на 3 942 хил. лв. Прогнозният размер на амортизациите е до размера на отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2020 г.;

– обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2020 г., предходния и предстоящия регулаторен период е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката, ТОиР съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за регулаторния период са на стойност 89 028 хил. лв. и не включват разходи, които увеличават стойността на активите. По-високите прогнозни разходи за ремонт спрямо отчетените през 2020 г. се дължат на неосъществяването на част от ремонтните дейности, планирани за изпълнение от чуждестранни компании във връзка с обявеното с Решение от 13.03.2020 г. на Народното събрание на Република България извънредно положение в резултат от разпространението на COVID-19. С цел недопускане възможността за заразяване на персонала и осигуряване безопасната работа на 5 и 6 ядрени енергийни блокове, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предвидило задължителни защитни мерки, което е наложило изместването на част от ремонтните дейности в следващ период. Увеличението се дължи основно на: увеличени обеми текущи и основни ремонти на оборудване, включено в дългосрочния график за ТОиР, увеличен обем на ремонт, настройка и изпитания на оборудване, наложено от програмата за продължаване срока на експлоатация и невключено досега в дългосрочния

график за ремонт на оборудването, планирани основни ремонти, вследствие дефектовка на оборудване от предходния ПГР и др.;

– разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозирани на база нормативни изисквания и сключени договори;

– ядреното гориво е на стойност 117 247 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани с и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия;

– регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2020 г., пряко свързани с дейността производство на електроенергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и възлиза на 2 053 810 хил. лв. Представена е информация за разпределение на активите по блокове (5 и 6 ЯЕБ) Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, възлиза на 75 686 хил. лв. и е изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходите за амортизации и разходите за обезценка на несъбираеми вземания;

– нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,90 %, при НВ на собствения капитал – 2,59 % и НВ на привлечения капитал – 8,38 %.

1.2. Становище на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

1.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, прогнозираните разходи са коригирани, както следва:

– Разходите за ремонт са коригирани до отчетените през 2020 г. нива, от 89 028 хил. лв. на 70 643 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година такива разходи, в размер на 66 889, към които са прибавени 3 754 хил. лв. за неизпълнени дейности през 2020 г. За предходния регулаторен период дружеството е заявило разходи за ремонт в размер на 70 643 хил. лв., като неизпълнението е в размер на 3 754 хил. лв. и се дължи на неосъществяването от чуждестранни компании на част от планираните ремонтни дейности поради Решение от 13.03.2020 г. на Народното събрание на Република България за обявяване на извънредно положение, обн. ДВ, бр. 22 от 2020 г., във връзка с разпространението на COVID-19;

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 133 947 хил. лв. на 123 999 хил. лв., тъй като разходите за канцеларски материали, застраховки, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, услуга по предоставяне на безплатна храна, услуга водоподаване, обучения и квалификации, специфични разходи, свързани с технологията на производство, научни разработки и документации, командировки, разходи за задължения по нормативни актове са признати на ниво отчет през 2020 г.;

– Променливите разходи са коригирани от 213 768 хил. лв. на 213 188 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за консумативи и други променливи разходи до отчетените нива през базисната година.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на пълната цена за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	15 601 067	15 601 067
2	Променливи разходи	хил.лв.	213 768	213 187
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	613 840	585 430
4	Възвръщаемост	хил.лв.	59 603	59 603
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	887 211	858 220
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	56,87	55,01

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 55,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 858 220 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД в размер на 85,01 лв./MWh, без ДДС.

2.1. Анализ и оценка на предоставената от НЕК ЕАД прогнозна информация

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 85,09 лв./MWh, без ДДС, формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. от 3 235 034 MWh, като количеството електрическа енергия е определено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ на база средногодишното производство за последния 11-годишен период;

– Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2020 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;

– Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 1 370 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период спрямо отчетените през 2020 г. с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;

– Разходите за работно облекло и въоръжена охрана са заявени съгласно сключените от НЕК ЕАД договори, като в тях е отразено и увеличението на минималната работна заплата в страната;

– Разходите за персонал са увеличени с 10%, като според дружеството е необходимо актуализиране на възнагражденията в НЕК ЕАД, тъй като такова не е извършвано в последните 5 години;

– Разходите за безплатна храна са определени съгласно действащата нормативна уредба -Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея и колективен трудов договор и са увеличени спрямо отчета за 2020 г., тъй като са обвързани с размера на минималната работна заплата за 2021 г.;

– Разходите за амортизации са изчислени по приетия от дружеството метод;

– Останалите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 2,6% прогнозна инфлация;

– Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо базовата година с 10% предвид завишените разходи за охрана на обекти и ремонт, които са пряко свързани с изменението на размера на минималната работна заплата, който от началото на 2021 г. е увеличен с 6,5%;

– НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 42 916 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с намаленото производство от ВЕЦ и необходимостта за производство от ПАВЕЦ за покриване на вечерния пик на потребление, като ПАВЕЦ трябва да работи в помпен режим през нощта, за да осигури необходимата вода за електропроизводство в пика;

– РБА е изчислена съгласно предварителния отчет за 2020 г. Използваната от дружеството НВ е в размер на 5,03%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,043% и НВ на собствения капитал от 4,50%.

2.2. Становище на НЕК ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ във връзка с цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на дружеството

НЕК ЕАД изразява несъгласие с корекцията на разходите за услугата водоподаване на ниво базисна година от 60 403 хил. лв. на 57 413 хил. лв. Според производителя поисканото 10% увеличение е в резултат от завишените разходи за охрана на обекти и ремонт, които са пряко свързани с изменението на размера на минималната работна заплата за 2021 г. Услугата водоподаване е вследствие разходи на предприятие „Язовири и каскади“ (ПЯК) за частта на предоставяната услуга към предприятие ВЕЦ (ПВЕЦ). Разходите, които извършва ПЯК, са определящи се от условия, подобни за ПВЕЦ – разходи за ремонти на съоръженията, разходи за персонал, амортизации и др., които гарантират надеждността на язовирните стени и съоръженията.

Дружеството отбелязва също така, че разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани на ниво базисна година, като не е признато увеличението с инфлационния индекс 1,026, който е използван при разработването на бизнес програмата му.

НЕК ЕАД настоява разходите за ПАВЕЦ в помпен режим да бъдат преизчислени, като се използва получената среднопретеглена цена на закупената електрическа енергия от дружеството, остойностена по прогнозните пазарни цени за различните видове производства за следващия регулаторен период. Посочва, че в ценовия микс на НЕК ЕАД при формиране на излишъка за компенсиране чрез ПАВЕЦ участва основно енергия от ТЕЦ и АЕЦ, в съотношение 70/30, което формира цена на излишъка от около 100 лв./MWh. Изчислен по този начин, този разход ще се измени от 42 916 хил. лв. на 50 346 хил. лв.

Предвид обществената значимост на надеждността на язовирните стени и съоръженията, Комисията приема за основателно възражението относно корекцията на разходите за услугата водоподаване.

Комисията приема за неоснователни възраженията относно корекцията на разходите, пряко свързани с лицензионната дейност. Приложимият по отношение на НЕК ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период. В тази връзка Комисията преценява икономическата обоснованост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на централите. В допълнение, НЕК ЕАД не е представило в Комисията бизнес програмата, на която се позовава.

По отношение на разходите за ПАВЕЦ в помпен режим, Комисията не приема за основателно тези разходи да бъдат преизчислени, като се използва получената

среднопретеглена цена на закупената електрическа енергия от дружеството, остойностена по прогнозните пазарни цени за различните видове производства за следващия регулаторен период. Лишено от икономическа и техническа логика е твърдението, че 70% от електрическа енергия, консумирана от ПАВЕЦ в помпен режим, е от ТЕЦ, вземайки предвид относително гъвкавата технология на производство, в сравнение с АЕЦ, цените на въглеродните емисии в размер на над 50,00 €/тон (над 130,00 лв./MWh) и обстоятелството, че тази енергия подлежи на компенсиране от ФСЕС, като представлява основен ценообразуващ елемент на цената за задължения към обществото. При преизчисление на разходите за ПАВЕЦ, при съотношение АЕЦ/ТЕЦ – 70/30, стойността им възлиза на 38 247 хил. лв.

2.3. Ценообразуващи елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за утвърждаване на цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2020 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 18 631 хил. лв. на 18 340 хил. лв., като разходите за пощенски разходи, телефони, абонаменти и информационни услуги, разходите за вода, отопление и осветление, разходите за въоръжена и противопожарна охрана, разходите, класифицирани като други външни услуги и други разходи са признати на ниво отчет 2020 г.;

– Променливите разходи са коригирани от 109 346 хил. лв. на 104 264 хил. лв., предвид описаната по-горе корекция на разходите за ПАВЕЦ в помпен режим;

– Предложените стойности на РБА и НВ не са коригирани.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	3 235 034	3 235 034
2	Променливи разходи	хил.лв.	109 346	104 264
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	107 444	107 153
4	Възвръщаемост	хил.лв.	58 491	58 491
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	275 282	269 908
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	85,09	83,43

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 83,43 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 269 908 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 235 034 MWh.

3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

3.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-12-3 от 08.04.2021 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 143,02 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 31,48 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 193,40 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 929 904 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 224 905 хил. лв., консумативи – 18 251 хил. лв., други променливи разходи – 686 748 хил. лв. (такса услуга водоползване – 179 хил. лв., енергия за производствени нужди – 530 хил. лв., депониране на пепелина – 3 430 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 – 682 609 хил. лв.);

– Нетна електрическа енергия – 6 501 789 MWh;

– Условно-постоянни разходи – 256 529 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 70 998 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 10 403 840 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 6 501 789 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 929 904 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени CO_2 квоти, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи, като услуга водоподаване, енергия за собствени нужди и депониране на пепелина.

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи променливи разходи:

– Основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища, добивани от „Мини Марица изток“ ЕАД в Източномаришкия енергиен комплекс, които се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 221 931 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ;

– Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 2 974 хил. лв. и включват разходи за мазут – 295 хил. лв. и разходи за природен газ (метан) 2 679 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени въз основа на цената за промишлени потребители по приложена фактура от „Ситигаз България“ ЕАД, в размер на 578,55 лв./х.нм3 с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа;

– При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик, формирани от количество варовик от 679 581 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като съгласно подписаните договори за доставка планираните разходи за варовик възлизат на 17 601 хил. лв.;

– Разходите за водоползване се формират съгласно чл. 10, ал. 1 от Тарифата за таксите за водовземане за ползване на воден обект и декларация по чл. 194б от Закона за водите за изчисляване на дължимата такса по утвърден образец от министъра на околната среда и водите за разрешено ползване на воден обект за 2018 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– Разходите за квоти за парникови газове са формирани въз основа на очакването на дружеството да емитира 8 725 312 тона парникови газове, като цялото количество следва да бъде закупено по пазарни цени. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен период е изчислена на 682 609 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 40 евро/тон на база закупените от „Български енергиен холдинг“ ЕАД към момента на подаване на заявлението и настоящата пазарна ситуация.

Условно–постоянните разходи, заявени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното

законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията. Общата стойност на планираните постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 256 529 хил. лв. Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период са с 3,2% по-ниски от отчетените през 2020 г. и възлизат на 69 877 хил. лв. Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 31 408 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Планираните разходи за амортизации през новия ценови период са 99 147 хил. лв. Стойността на тази група разходи отбелязва минимално повишение спрямо отчета за 2020 г., съгласно който същите възлизат на 96 209 хил. лв. Според „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите. Дружеството посочва, че ремонтната програма за 2021–2022 г. е на стойност 26 658 хил. лв. и завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2020 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение. Съгласно разглежданото заявление планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 29 439 хил. лв.

Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 399 867 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 74 351 хил. лв. Използваната от дружеството НВ на собствения капитал (НВск) за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%, а на привлечения капитал (НВпк) – 4,73%, а среднопретеглената цена на капитала е 5,07%.

Искане за компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило и искане на основание чл. 35 от ЗЕ за признаване и компенсиране на разходи за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, съгласно утвърдените от Комисията с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. квоти, както и Заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г., Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. и Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. на министъра на енергетиката с оглед гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия.

Дружеството посочва, че отчетните данни за разходите, свързани с производството на електрическа енергия през 2020 г., формират значително по-висока стойност, спрямо прогнозните разходи, използвани от КЕВР при утвърждаване на регулираните цени, което се дължи на две обстоятелства:

– утвърждаваните цени от КЕВР се базират винаги на прогнозни данни, а колкото и прецизна да е прогнозата на регулатора, разликата с отчетните данни подлежи на регулаторен преглед относно икономическата обоснованост на разходите и последващо признаване и включване като част от необходимите приходи за следващия регулаторен период;

– влиянието на ценовите нива на международните борсови пазари до голяма степен е свързано с рискове, които не могат да бъдат планирани – такъв пример е резкият скок в цените на въглеродните емисии през 2020 г., който е предизвикал сериозни допълнителни разходи за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, съответно цената на електрическата енергия за клиентите на регулирания пазар се е увеличила двукратно спрямо прогнозата на КЕВР за предходния регулаторен период.

Във връзка с горното дружеството обръща внимание, че видно от представената отчетна информация за извършените разходи през 2020 г., променливите разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД надхвърлят значително стойността на регулаторно определените за съответния ценови период. Отчетените по-високи променливи разходи за 2020 г. основно са в резултат на разликата между прогнозната, използвана от КЕВР, и реално отчетените цени на квотите за емисии парникови газове. Признатите от КЕВР разходи за парникови

газове при изчисляване на цената на електрическата енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. са в размер на 51,61 лв./MWh, а в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 – 55,94 лв./тон. Съгласно финансовия отчет на дружеството за 2020 г. реално отчетените разходи за закупените квоти за емисии са в размер на 104,99 лв./MWh. Детайлна информация за прогнозните и отчетени цени и количества е представена в таблицата по-долу:

	Компенсиране на разходите за квоти за емисии през 2020 г.				**2021**
	Показатели	**Мярка**	**Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР за периода 01.01.2020 г. – 30.06.2020 г.**	**Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода 01.07.2020 г. – 31.12.2020 г.**	**Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода 01.01.2021 г. – 30.06.2021 г.**
1	Общо нетно производство, съгласно подадено заявление от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и Решение на КЕВР	MWh	7 478 231	7 416 175	7 416 175
2	Признати разходи за квоти за емисии CO2, съгласно Решение на КЕВР	хил. лв.	385 966	414 837	414 837
2.1	Признати разходи за квоти за емисии CO2, съгласно Решение на КЕВР	лв./MWh	51,61	55,94	55,94
3	Реално произведена ел. енергия нето, в т.ч. на регулиран пазар, отчет 2020 г.	MWh	3 193 016	3 193 016	3 193 016
3.1	Продадена ел. енергия на НЕК- ОД за съответния период	MWh	1 549 031	1 495 715	1 104 285
4	Разходи за квоти емисии CO2, отчет	хил. лв.	335 243	335 243	335 243
5	Разходи за квоти емисии CO2, отчет	лв./MWh	104,99	104,99	104,99
6	Разлика между признати и отчетени разходи за квоти емисии CO2	лв./MWh	53,38	49,06	49,06
7	Разлика между признати и отчетени разходи за квоти емисии CO2	хил. лв.	82 688	73 373	54171
8	Общ размер на компенсация за разходите квоти емисии CO2	хил. лв.			210 233

Според производителя вследствие на разликата между изчислените от КЕВР в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. компенсации за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в размер на 95 609 хил. лв. и изчислените такива от ФСЕС, формирани на база цената, определена от КЕВР, Фондът превежда по-малки суми на НЕК ЕАД, който от своя страна съответно редуцира и плащането към централата. В тази връзка регулярно в рамките на текущия регулаторен период общественият доставчик уведомява „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за

по-малкия размер платени суми, респективно и в съответствие с чл. 8 (4) от Споразумение № 20ИД-Х19А048/17020/23.07.2020 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД издава кредитни известия към НЕК ЕАД, като се очаква до края на регулаторния период сумата по тях да достигне 7 хил. лв.

Дружеството отбелязва, че на 22.01.2021 г. настъпва авария при извършване на технологична операция и задействане автоматичната защита на блок 5 на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, което е наложило активирането на блок 5 за времето от 10,52 ч. до 24,00 ч. и на блок 6 за времето от 10,11 ч. до 24,00 ч. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за гарантиране сигурността на енергийните доставки в национален мащаб, като дружеството няма сключен договор с ЕСО ЕАД и не е платена разполагаемост за студен резерв. Електрическата енергия, предоставена на ЕСО ЕАД, е заплатена по цена за регулиране нагоре, като разходите за пуск и последващо спиране на енергоблоковете, които са извънредни разходи над обичайните за производство на енергия, не са калкулирани в цената. Разходите за пуск и последващо спиране са в размер на 129 хил. лв., които следва да бъдат признати като компенсация.

Във връзка с направеното искане по чл. 35 от ЗЕ „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД излага и следните допълнителни аргументи:

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в приложението към чл. 1, ал. 1 от Постановление № 181 на Министерския съвет от 20.07.2009 г. за определяне на стратегическите обекти и дейности, които са от значение за националната сигурност (ПМС № 181 от 2009 г.);

– Централата е ключов елемент на ЕЕС и осигурява както основен товар за консумация, така и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата при най-ниска себестойност между останалите топлоелектроцентрали;

– ТЕЦ „Марица изток 2“ е единствената централа, която има връзка с трите нива на напрежение на ЕЕС на Република България – 110, 220 и 400 kV, което я прави основен фактор за устойчивата работа на ЕЕС, за ограничаване на разпространението на тежки аварии и подпомагане бързото възстановяване на системата;

– Енергийна сигурност и гарантиране на снабдяването с електрическа енергия не означават и не се свеждат единствено до статистически данни за възникнали тежки аварии и предприети действия за тяхното отстраняване съгласно ПУЕЕС. Осигуряването за енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. В хипотезата на либерализиран пазар на електрическа енергия, обаче, вменените на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД задължения към обществото не могат да бъдат изпълнявани и финансирани на пазарен принцип.

– Признаването и компенсирането на извършените разходи по чл. 35 от ЗЕ имат за цел да осигурят безопасната техническа експлоатация на съществуващите съоръжения на централата с оглед гарантиране на енергийните доставки.

Във връзка с изложените аргументи, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предявява искане за компенсиране на разходи, възлизащи общо на сума в размер на 210 369 хил. лв., както следва:

1. Действително отчетени разходи, подлежащи на компенсиране през 2020 г., както и за първото полугодие на 2021 г., в размер на 210 233 хил. лв., в т.ч.:

1.1. Разходи, подлежащи на компенсиране по Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР за периода от 01.01.2020 г. до 30.06.2020 г. – 82 688 хил. лв.;

1.2. Разходи, подлежащи на компенсиране по Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. – 127 545 хил. лв.

2. Компенсация за по-малкия размер платени суми в съответствие с чл. 8 (4) от Споразумение № 20ИД-Х19А048/17020/23.07.2020 г. и издадени кредитни известия към НЕК ЕАД – 7 хил. лв.

3. Компенсация за активиране на блок 5 и блок 6 от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за гарантиране сигурността на енергийните доставки в национален мащаб, като дружеството няма подписан договор с ЕСО ЕАД и не е платена разполагаемост за студен резерв – 129 хил. лв.

Дружеството е подало допълнително заявление с вх. № Е-13-12-7 от 04.06.2021 г., с което на основание чл. 35, ал. 3 в. вр. с чл. 35, ал. 2, т. 6 от ЗЕ прави искане КЕВР да определи обема за компенсиране на разходите на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и общия обем за възстановяване, като признае на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД сумата от 88 453 хил. лв., представляваща размера на разходите, подлежащи на компенсиране и възстановяване за регулаторен период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., направени при изпълнение на Заповед № Е- РД-16-412 от 14.06.2019 г. (на практика обаче дружеството има предвид Заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г.) и Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката за осигуряване непрекъснатост на доставките на електрическа енергия в Република България, като се извърши актуализация на еднокомпонентна цена за електрическата енергия за периода от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. и същата стане 164,89 лв./MWh, и се измени стойността на разходите по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, които не са възстановени чрез прилагането на Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-12 от 01.04.2020 г.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД обосновава горното искане с аргумента, че реално закупените квоти за емисии CO_2 за този ценови период формират значително по-висока стойност на предоставената електрическа енергия на обществения доставчик. Уточнява, че във връзка с влошеното финансово състояние на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, за периодите от 2016 г. до 2020 г. същите са били закупени и предоставени чрез договори за покупко-продажба от „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД). Практиката на дружеството при осигуряването на квотите е същите да се закупуват след изтичане на календарната година, за която са емитирани, поради което се получава съществено разминаване между прогнозните цени, използвани от КЕВР в ценовите решения и реалните разходи за закупуване на квоти за емисии на парникови газове.

Производителят посочва, че средната цена на закупените от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД квоти за 2019 г. е 21,83 €/тон, а за 2020 г. съответно 40,39 €/тон, което формира разходи в размер на 54,65 лв./MWh за количеството електрическа енергия от 1 439 896 MWh, предоставено на НЕК ЕАД за периода от 01.07.2019 г. до 31.12.2019 г., и 105,89 лв./MWh за количеството електрическа енергия от 1 549 031 MWh, предоставено на НЕК ЕАД за периода от 01.01.2020 г. до 30.06.2020 г. Признатите в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за квоти за емисии на парникови газове са в размер на 385 966 хил. лева (без призната сума в размер на 33 060 хил. лв., представляваща признати разходи за минал период) за 7 478 231 MWh или 51,61 лв./MWh. Разликата между реалните разходи и признатите от КЕВР разходи за квоти за емисии на парникови газове е съответно 3,04 лв./MWh или сума в размер на 4 373 хил. лв. за количеството електрическа енергия от 1 439 896 MWh, предоставено на обществения доставчик за периода от 01.07.2019 г. до 31.12.2019 г., и 54,28 лв./MWh или сума в размер на 84 080 хил. лв. за количеството електрическа енергия от 1 549 031 MWh, предоставено за периода от 01.01.2020 г. до 30.06.2020 г. Общо некомпенсираните разходи за закупуване на квоти за парникови газове за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. са в размер на 88 453 хил. лв., което представлява 29,59 лв./MWh за предоставените на НЕК ЕАД общо 2 988 927 MWh, като по този начин цената на произведената от централата електрическата енергия за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. следва да се повиши до 164,89 лв./MWh.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД отбелязва, че съгласно изложените мотиви в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР на дружеството се признават разходи от наложени

задължения към обществото за предходния регулаторен период единствено в размер до изчислената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цена на електрическата енергия в размер на 135,30 лв./MWh, т.е. разликата от 29,59 лв./MWh остава за сметка на производителя. Според дружеството утвърдената компенсация за регулаторния период в размер на 59 973 хил. лв. не може да покрие действителните разходи за произведената и доставена електрическа енергия, тъй като е обвързана от една страна с отчетените количества електрическа енергия, фактурирани към обществения доставчик, които за разглеждания период са по-ниски от прогнозните в ценовите решения, а от друга разходите по чл. 35 от ЗЕ са възстановени до размера на изчислената от КЕВР в началото на регулаторния/ценовия период прогнозна цена в размер на 135,30 лв./MWh.

С последващо заявление с вх. № Е-13-12-6 от 04.06.2021 г. на основание чл. 35, ал. 2, т. 2 в. вр. с чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прави следните искания:

1. КЕВР да определи обема за компенсиране на разходите на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и общия обем за възстановяване, като признае на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД сумата от 155 899 хил. лв., представляваща размера на разходите, подлежащи на компенсиране и възстановяване за регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., направени при изпълнение на Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. и Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г. на министъра на енергетиката с цел гарантиране сигурността на снабдяването с електрическа енергия на територията на Република България, като се извърши актуализация на еднокомпонентна цена за електрическата енергия за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. и същата стане 185,90 лв./MWh и се измени стойността на разходите по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ;

2. КЕВР да определи прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, която общественият доставчик НЕК ЕАД следва да изкупува, в размер на 2 900 000 MWh за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. на основание Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г., която изменя и допълва Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. на министъра на енергетиката.

Дружеството обосновава искането си за включване на допълнителни 300 000 MWh електрическа енергия към определената разполагаемост от 2 600 000 MWh с мотива, че това количество не е включено в енергийния микс при постановяването на Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР.

Останалата част от искането си „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД аргументира с по-високата цена на реално закупените от централата квоти за емисии CO_2 в сравнение с прогнозната цена на същите, въз основа на която Комисията е изчислила еднокомпонентната цена за енергия в размер на 135,95 лв./MWh. Посочва, че средната цена на закупените квоти за емисии за 2020 г. е в размер на 40,39105 €/тон, в съответствие с договор № 17375 от 20.04.2021 г. за покупко-продажба на квоти за парникови газове, сключен между „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД (в качеството на купувач) и БЕХ ЕАД (в качеството на продавач). Дружеството счита, че същата цена следва да се използва и при определяне на прогнозните разходи за закупуване на квоти за парникови газове в периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2021 г.

3.2. Становище на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-12-5 от 01.06.2021 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД възразява срещу изчислената му цена от 210,33 лв./MWh. Посочва, че условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 256 529 хил. лв. на 248 547 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за работно облекло, охрана на труда, както и разходите за ремонт до нивото, отчетено през базисната година. По този начин условно-постоянните разходи на дружеството са

намалени със 7 982 хил. лв., което не съответства на намалението по посочените от КЕВР разходни пера. Общото намаление, извършено от КЕВР по гореизброените пера, е 4 427 хил. лв. или с 3 555 хил. лв. по-малко от извършеното общо намаление на условно-постоянните разходи на дружеството, като в доклада липсва обосновка относно разликата от 3 555 хил. лв.

Дружеството изразява несъгласие с извършената корекция по отношение на разходите за ремонти, с аргумента, че завишението на очакваните разходи за ремонти в сравнение с отчетените през 2020 г. се дължи основно на значителното поскъпване на цените на металите, респективно на влаганите материали и резервни части. Производителят възразява също така и срещу намалението на разходите за работно облекло и охрана на труда, за които е взета стойността от отчетените разходи за 2020 г., тъй като предвиденото повишение е във връзка с предприети противоепидемични мерки за ограничаване на разпространението на COVID-19 и увеличените в тази връзка разходи за дезинфекция и лични предпазни средства на персонала.

По отношение непризнаването на разходи за гориво за разпалване и за депониране на пепелина в размер на общо 1 938 хил. лв. дружеството посочва, че тези разходи са класифицирани като променливи разходи, които се изменят правопропорционално на обема на производството, докато извършената от КЕВР корекция не е съобразена с това, като по този начин Комисията ги приравнява на условно-постоянни разходи, които не зависят пряко от обема на производството.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД отбелязва, че неправилно в мотивите на приетия от Комисията доклад искането за компенсиране на разходи е отхвърлено като недоказано по отношение произхода на разхода. Комисията неправилно е приела, че разходите произтичат на основание чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ вместо на основание чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ. Дружеството посочва, че компенсирането на разходи, произтичащи от наложени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД задължения към обществото, произтича от чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ, тъй като със Заповеди с № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. и № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г. министърът на енергетиката в изпълнение на т. 2 от Решение на Народното събрание на Република България от 31.01.2020 г. и на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ е определил квота за задължително изкупуване на произвежданата от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД електрическа енергия с цел обезпечаване на сигурното, непрекъснато и качествено електроснабдяване на територията на страната и сигурното и надеждно функциониране на електроенергийната система (ЕЕС).

Дружеството не споделя извода на Комисията, че в случая прилаганият метод за ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ не допуска компенсиране на разходите във връзка с прилагане на предходно ценово решение на КЕВР, каквото искане е направено от дружеството по отношение на Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. Доколкото за регулаторните периоди 2019 г. – 2020 г. и 2020 г. – 2021 г. КЕВР не е определила на дружеството прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, то посоченият метод за ценово регулиране не намира приложение по отношение на дружеството, в резултат на което напълно незаконосъобразно при посочените мотиви се отказва компенсиране на разходите за претендираните периоди. Не на последно място уредбата за компенсиране на разходи се намира в Закона за енергетиката, докато методите за ценово регулиране са уредени в НРЦЕЕ, тоест искането за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ не подлежи на разглеждане по реда на тази наредба и е извън нейния обхват.

Във връзка с изложените аргументи, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД настоява КЕВР да приеме решение, с което да утвърди:

1. Сумата от 211,86 лв./MWh, представляваща пълна цена за електрическа енергия за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

2. Сумата в размер на общо 214 097 хил. лв., представляваща компенсиране на разходи за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за

нуждите на регулирания пазар съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., както и Заповеди с № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г., № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. и № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. на министъра на енергетиката с оглед гарантиране сигурността на доставките на електрическа, както следва:

2.1. Сумата от 213 961 хил. лв., представляваща компенсиране на разликата между прогнозни и реално отчетени разходи за квоти въглеродни емисии за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик, подлежащи на компенсиране през 2020 г., както и за първото полугодие на 2021 г.;

2.2. Сумата от 7 хил. лв., представляваща компенсация за по-малкия размер платени суми в съответствие с чл. 8, ал. 4 от Споразумение № 20ИД- X19A048/17020/23.07.2020 г. и издадени кредитни известия към НЕК ЕАД;

2.3. Сумата от 129 хил. лв., представляваща компенсация за активиране на блок 5 от 10,52 часа до 24,00 часа и блок 6 от 10,11 часа до 24,00 часа на 22.01.2021 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за гарантиране сигурността на енергийните доставки в национален мащаб;

3. Сумата от 29 103 хил. лева, представляваща некомпенсирани разходи за квоти въглеродни емисии във връзка с предоставените на НЕК ЕАД допълнителни количества електрическа енергия по Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г., с която се изменя Заповед Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. на министъра на енергетиката.

По отношение на аргументите на дружеството във връзка с корекцията на условно-постоянните разходи, КЕВР пояснява, че тази корекция освен разходите за работно облекло, охрана на труда, разходите за ремонт, включва и разходите за амортизации, които са признати до нивото, отчетено през базисната година. Неоснователни са възраженията на дружеството относно корекциите на променливите разходи. Разходите за депониране на пепелина са преизчислени, въз основа на по-високите планирани количества електрическа енергия за производство. По отношение на разходите за гориво за разпалване, те не зависят пряко от обема произведената електрическа енергия, а от броя пускания и спирания на блоковете, както и от необходимостта от използването му за поддържащо гориво при аварийна ситуация.

– Относно предявените с искане за признаване и компенсиране на разходи на основание чл. 35, ал. 2, т. 2 от Закона за енергетиката, за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, съгласно утвърдените в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. количества електрическа енергия, произтичащи от заповеди на министъра на енергетиката, в общ размер от 214 097 хил. лв., те са преизчислени на 111 017 хил. лв., както е представено в таблицата:

–

Период	Количества електрическа енергия предоставена на обществения доставчик, MWh	Включени разходи за емисии CO_2 в изчислената цена на дружеството в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., лв./MWh	Преизчислени разходи за емисии CO_2, на база постигната за съответния период средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса (EEX), лв./MWh	Компенсация, хил. лв.
H1 2020	1 549 031	51,61	57,40	8 962,36
H2 2020	1 495 715	55,94	70,37	21 581,38
H1 2021	1 404 285	55,94	113,25	80 472,97
ОБЩО				111 016,71

–

Комисията не приема за икономически обоснована практиката на дружеството да закупува CO_2 квоти след приключване на календарната година, за която са относими, като в тази връзка счита, че за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите на основание чл. 23, т. 4 от ЗЕ, възникналите допълнителни разходи следва да се остойностят по средната цена на въглеродните емисии на

проведените първични търгове на Европейската енергийна борса (EEX), съответно за H1 2020 – 21,90 €/MWh, за H2 2020 – 26,85 €/MWh и за H1 2021 – 43,21[14] €/MWh.

Комисията счита за необосновано искането на дружеството за допълнителни 7 хил. лв., поради разлика между размера на изчислената от КЕВР в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. стойност на разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото – количествата електрическа енергия, предоставени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар въз основа на заповед на министъра на енергетиката, в размер на 95 609 хил. лв. и изчисленията на ФСЕС. Посочената в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР стойност представлява лимитът, над който ФСЕС не следва да компенсира обществения доставчик, а месечните компенсации се изчисляват като произведение от предоставеното количество електрическа енергия и разликата между изчислената цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД (до втория знак след десетичната запетая) и прогнозната цена на електрическата енергия на дружеството, използвана при изчисляването на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (до втория знак след десетичната запетая).

КЕВР приема за неоснователно искането на дружеството за компенсация на разходите за пуск и последващо спиране на активираните на 22.01.2021 г. енергийни блокове 5 и 6, тъй като от една страна за последните не са заплащани разходи за разполагаемост за студен резерв, а от друга тези разходи са извънредни над обичайните за производство на енергия и не са калкулирани в заплатената му цена за регулиране нагоре. Действията по сключването на договор за предоставяне на разполагаемост за студен резерв, съответно предоставянето на услугата и разплащанията по такъв договор, представляват търговски отношения между ЕСО ЕАД и съответния доставчик на студен резерв, тоест не е възможно производителят да търси от Комисията парична компенсация, произтичаща от такъв тип отношения. В тази връзка, по силата на чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ, редакция преди изменението обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., КЕВР определя за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв въз основа на тръжна процедура. Следва да се има предвид също така, че цената за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре се определя в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД. В конкретния случаи на 22.01.2021 г. между 10:00 ч. и 24:00 ч., цената за регулиране нагоре надвишава 210 лв./MWh. Размерът на тази цена надхвърля значително пазарната цена за съответните часове, като една от причините за определянето на такава висока цена е същата да е в състояние да покрие и подобни извънредни разходи на доставчиците на балансираща енергия.

3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 256 529 хил. лв. на 249 164 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за работно облекло, охрана на труда, разходите за амортизации, както и разходите за ремонт до нивото, отчетено през базисната година. Необосновано е поисканото завишаване с 18% на разходите за ремонт, предвид ниската натовареност на централата през предходната календарна година.

Извършена е корекция на разходите за гориво за разпалване от 2 974 хил. лв. на 1 798 хил. лв., които представляват отчетената през базисната година стойност. Разходите за депониране на пепелина са преизчислени от 3 430 хил. лв. на 2 668 хил. лв., при отчетени за 2020 г. – 1 601 хил. лв., предвид планираната по-висока използваемост на централата

[14] Изчисленията са направени с наличните данни към 01.06.2021 г.

спрямо базисната година. Предложената от дружеството стойност на разходите за CO_2 квоти в размер на 682 609 хил. лв.[15] е преизчислена на 870 327 хил. лв.[16]

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	6 501 789	6 501 789
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил.лв.	929 904	1 115 651
2.1.	Гориво за производство, консумативи, други променливи разходи	хил.лв.	247 295	245 324
2.2.	Разходи за емисии CO_2	хил.лв.	682 609	870 327
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	256 529	249 164
4	Възвръщаемост	хил.лв.	70 998	70 998
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	1 257 431	1 435 812
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	193,40	220,83

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 220,83 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 435 812 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 6 501 789 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.4., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. на „ТЕЦ Бобовдол“ ЕАД цена, по която дружеството продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 98,63 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 184 435 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия –1 870 000 MWh.

4.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-33-6 от 31.03.2021 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 143,20 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 24,41 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 179,11 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани от дружеството при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 223 818 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 142 448 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 2 952 хил. лв.; консумативи – 78 417 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 59 393 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 44 462 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 11 677 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW*h;

– Нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:

– произведена електрическа енергия бруто – 1 800 000 MWh;

[15] Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO_2 от 40,00 €/тон

[16] Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO_2 от 51,00 €/тон

– собствени нужди – 13,17%;
– нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh;
– брутен специфичен разход условно гориво – 376,4 г.у.г./kWh;
– нетен специфичен разход условно гориво – 433,47 г.у.г/kWh;
– разход на мазут – 3 600 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки на горива. В разходи за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности, индексирани според официално отчетената инфлация. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва разходите за квоти парникови газове по цена от 40,00 €/тон.

Цената за разполагаема мощност „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД обосновава при заложени параметри:

– Разполагаеми два енергийни блока, тъй като един блок е в топлофикационен режим;
– Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 180 дни;
– Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
– Обща брутна разполагаема мощност – 2 299 380 MW*h;
– Норма на възвръщаемост на капитала – 5,52%, при оборотен капитал 83 009 хил. лв. и регулаторна база на активите – 211 576 хил. лв.

Дружеството разпределя постоянните разходи на централата по следния начин: 80% за топлофикационната част и 20% за кондензационната част в съответствие с относителния им дял в производството на електрическа енергия през отчетния период.

За регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира разходите за заплати да са в размер на 15 905 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2020 г., увеличени с 10%, поради дългия период, в който заплатите не са коригирани. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са 4 477 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 11 527 хил. лв., формирани на база отчет 2020 г. и прогноза по амортизационния план за 2021 г. за дълготрайните материални активи на централата. Разходите за ремонти са 4 432 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове 1 и 2 и основен ремонт на блок 3. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 8 121 хил. лв., определени на база отчет 2020 г.

4.2. Становище на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

4.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 44 462 хил. лв. на 44 231 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за работно облекло, наеми, както и разходите за ремонт до нивото, отчетено през базисната година.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за хидратна и негасена вар за сероочистваща инсталация (СОИ) и разходите за депониране са коригирани до стойностите, отчетени през базисната година. Разходите по чл. 36е, ал. 1 от

ЗЕ не са признати, предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходите на производителите, съставляващи дължими на ФСЕС вноски в размер на 5% от приходите от продадената електрическа енергия без ДДС. Разходите за квоти парникови газове са преизчислени от 59 393 хил. лв.[17] на 75 726 хил. лв.[18]

Необходимият оборотен капитал е коригиран от 83 009 хил. лв. на 33 568 хил. лв., с оглед на което и РБА, част от която е оборотният капитал, е преизчислена от 211 576 хил. лв. на 162 135 хил. лв. Посочената корекция на оборотния капитал е направена въз основа на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че дружеството не е обосновало стойността на оборотния капитал, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 563 000	1 563 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	223 818	235 838
2.1.	Гориво за производство, консумативи, други променливи разходи	хил.лв.	164 424	160 112
2.2.	Разходи за емисии CO_2	хил.лв.	59 393	75 726
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	44 462	44 231
4	Възвръщаемост	хил.лв.	11 677	8 948
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	279 956	289 017
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	179,11	184,91

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 184,91 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 289 017 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh.

5. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

5.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Марица 3“ АД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-34-1 от 31.03.2021 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 195,64 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 19,49 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 227,24 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 79 234 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 25 666 хил. лв.; консумативи – 430 хил. лв.; други променливи разходи – 3 062 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 159 хил. лв., закупена електрическа енергия – 1 937 хил. лв.,

[17] Стойността е изчислена от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO_2 от 40,00 €/тон

[18] Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO_2 от 51,00 €/тон

разходи за поддръжка – 250 хил. лв.; разходи за закупени емисии CO_2 – 49 043 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 033 хил. лв.;

- Условно-постоянни разходи – 11 891 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 909 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 656 640 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 405 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 405 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 79 234 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища от 709 983 т., природен газ, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени CO_2 квоти. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

- основното гориво, използвано в „ТЕЦ „Марица 3“ АД, са въглища от „Марица Енерджи“ ЕООД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 24 469 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електроенергия да е 434.0 гр./kWh. Разходи за биомаса – 876 хил. лв. Действаща средна цена на гориво – 125,45 лв./тУГ;
- разходите за газ за разпалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 321 хил. лв. По-високите разходи за газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради диспечиране) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 000 х.нм3. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената цена от КЕВР;
- по отношение разходите за консумативи дружеството посочва, че с най-голяма тежест са разходите за варовик и хидратна вар, формирани от количеството им, използвано за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Планираните разходи за варовик и хидратна вар възлизат на 1 033 хил. лв.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. в размер на 3 809 хил. лв. Предвидено е увеличение на средствата за работна заплата в резултат на увеличение на средносписъчния състав на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства, дружеството посочва, че е необходимо да наеме и допълнителен персонал.

Планираните разходи за амортизации за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са по-високи спрямо отчетените през 2017 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2020 г. е реализирало значителни инвестиции, необходими за възстановяване и модернизиране на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сероочистващи инсталации на блок 3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3“ АД планира ремонтна програма за новия период на стойност 1 650 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2017 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

Планираното увеличение на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е свързано с извършен предварителен анализ и оценка на влиянието на някои външни фактори върху общия обем на разходите, като например увеличение в цените на горивата води до увеличение на общия обем разходи за автотранспорт. Дружеството планира и вътрешна оптимизация на разходите за материали за текущо поддържане, работно облекло, служебни карти за пътуване и др.

Дружеството посочва, че в съответствие с „Указания за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метода за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв. Изчислената регулаторна база на активите, посочена в заявлението, възлиза на 7 839 хил. лв.

„ТЕЦ Марица 3“ АД заявява норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост в размер на 11,59%.

5.2. Становище на „ТЕЦ Марица 3“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Марица 3“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

5.3. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установява, че след 2017 г. централата почти не е функционирала и липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка и отчитайки среднопретеглената цена на дружеството, постигната през 2017 г., в размер на 283,29 лв./MWh, предложените от „ТЕЦ Марица 3“ АД стойности на променливите и условно-постоянните разходи не са коригирани. В заявлението на дружеството липсват данни относно начинът на изчисление на разходите за закупени CO_2 квоти.

Коригирана е предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 11,59% на 6,27%, вследствие на корекция на нормата на възвръщаемост на собствения капитал до нивата на останалите дружества в сектор „Енергетика“ и предвид факта, че получената стойност от 11,59% не почива на обективни икономически показатели, а се дължи на отрицателния собствен капитал на „ТЕЦ Марица 3“ АД.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Марица 3“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	420 000	420 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	79 234	79 234
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	11 891	11 891
4	Възвръщаемост	хил.лв.	909	492
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	92 034	91 617
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	227,24	226,21

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 226,21 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 91 617 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 420 000 MWh.

6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

6.1. Анализ и оценка на предоставената от „Топлофикация Русе“ АД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-09-5 от 01.04.2021 г. „Топлофикация Русе“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 197,83 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 5,70 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 203,53 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 116 700 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 75 370 хил. лв., от които местни въглища – 29 597 хил. лв. и природен газ – 45 772,96 хил. лв.; консумативи – 0 хил. лв.; други променливи разходи – 41 330 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 41 324 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 3 112 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 76 хил. лв.; начисления, свързани с работните заплати – 20 хил. лв.; разходи за амортизации – 1 401 хил. лв.; разходи за ремонт – 1 500 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 116 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 252,3 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 589 893 MW*h;

– Нетна електрическа енергия – 589 893 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:

– произведена електрическа енергия бруто – 662 400 MWh;

– собствени нужди – 10,95%;

– нетна електрическа енергия – 589 893 MWh;

– брутен специфичен разход условно гориво – 376,5 г.у.г./kWh;

– нетен специфичен разход условно гориво – 422,78 г.у.г/kWh.

6.2. Становище на „Топлофикация Русе“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от „Топлофикация Русе“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

6.3. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД, се установява, че през базисната година централата почти не е функционирала (произведената енергия представлява едва 6% от разполагаемата мощност на блока), като липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка и отчитайки обстоятелството, че дружеството планира да увеличи производството 14 пъти със съпоставими на отчетените през предходната година условно-постоянни разходи (разликата се дължи на включени разходи за ремонт в размер на 1 500 хил. лв., каквито не са отчетени през 2020 г.), предложените от „Топлофикация Русе“ АД, стойности на променливите и условно-постоянните разходи не са коригирани, с изключение на

разходите за закупени CO_2 квоти, които са коригирани от 41 324 хил. лв.[19] на 46 523 хил. лв.[20]

Коригирана е предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 6,87% на 5,17%, вследствие на корекция на нормата на възвръщаемост на собствения капитал до нивата на останалите дружества в сектор „Енергетика“.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „Топлофикация Русе“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	589 893	589 893
2	Променливи разходи	хил.лв.	116 700	121 899
2.1.	Гориво за производство, консумативи, други променливи разходи	хил.лв.	75 376	75 376
2.2.	Разходи за емисии CO_2	хил.лв.	41 324	46 523
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	3 112	3 112
4	Възвръщаемост	хил.лв.	252	190
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	120 064	125 201
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	203,53	212,24

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД е изчислена в размер на 212,24 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 125 201 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 589 893 MWh.

III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА РАЗПОЛАГАЕМОСТ ПО ЧЛ. 21, АЛ. 1, Т. 21 ОТ ЗАКОНА ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 1 от ЗЕ КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. По този начин се гарантират количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители за снабдяване по регулирани цени на обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик (чл. 93а, ал. 2 от ЗЕ).

Съгласно чл. 93а, ал. 1 от ЗЕ общественият доставчик НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия от централи, присъединени към електропреносната мрежа, с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и в количество, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ.

По силата на чл. 94 от ЗЕ крайните снабдители продават на обществения доставчик количествата електрическа енергия, която са закупили по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от ЗЕВИ по цената, по която са я закупили.

Предвид горното и с оглед вида на използвания първичен енергиен източник при производители на електрическа енергия от възобновяеми източници, технологията на производство при производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и условията на дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия, сключени с „Ей И Ес –

[19] Стойността е изчислена от „Топлофикация Русе“ АД при прогнозна цена на емисии CO_2 от 45,30 €/тон

[20] Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO_2 от 51,00 €/тон

3С Марица Изток 1“ ЕООД и с „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, за тези производители не се определя индивидуална разполагаемост, а количества електрическа енергия, с които общественият доставчик участва при осигуряване на необходимите на крайните снабдители количества електрическа енергия.

С оглед на това, че определяната по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на производителите разполагаемост за производство на електрическа енергия е обвързана с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, периодът, за който следва да бъде определена разполагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2021 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-11 от 31.03.2021 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-4 от 01.04.2021 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-3 от 08.04.2021 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-6 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, вх. № Е-14-34-1 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-5 от 01.04.2021 г. от „Топлофикация Русе“ АД. Използвана е и информация, постъпила с допълнително писмо с вх. № Е-13-77-5 от 24.03.2021 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са определени прогнозни количества електрическа енергия, които общественият доставчик ще продава за покриване на потреблението на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества, посочени по-долу:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители					
	„ЧЕЗ Електро България“ АД	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	„ЕСП Златни пясъци“ ООД	**ОБЩО**
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли 2021 г.	280 801	266 678	176 274	105	**723 858**
август 2021 г.	277 568	274 504	180 001	140	**732 213**
септември 2021 г.	276 080	239 242	161 914	80	**677 316**
октомври 2021 г.	317 334	270 448	187 815	45	**775 642**
ноември 2021г.	384 856	339 533	247 573	52	**972 014**
декември 2021 г.	503 479	460 993	319 480	70	**1 284 022**
януари 2022 г.	566 761	489 322	325 649	80	**1 381 812**
февруари 2022 г.	430 882	391 990	272 217	75	**1 095 164**
март 2022 г.	395 496	367 409	266 717	75	**1 029 697**
април 2022 г.	347 231	290 040	210 865	60	**848 196**
май 2022 г.	330 437	256 793	184 186	60	**771 476**
юни 2022 г.	273 983	250 734	168 509	85	**693 311**
07.2021 г. – 06.2022 г.	**4 384 908**	**3 897 686**	**2 701 200**	**927**	**10 984 721**

Въз основа на извършен анализ на информацията относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период е установено, че необходимото количество електрическа енергия за покриване нуждите от

енергия в страната е в размер на 33 132 000 MWh, от които 10 984 721 MWh за крайни битови клиенти на регулиран пазар.

Предвид горното е необходимо да се извърши оценка на производствените мощности, които трябва да се включат в разполагаемостта за производство на електрическа енергия. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, която не допуска определяне на разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

В таблицата по-долу са посочени производителите, подали заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия, респективно имащи намерение да сключват сделки за продажба на електрическа енергия на регулирания пазар, което от своя страна изисква да имат определена разполагаемост по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Предвид изискването на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, за тези производители са посочени и по-горе изчислените цени на електрическа енергия, съответно разликата между тях и прогнозната пазарна цена:

Производител		Пълна цена за енергия, лв./MWh	Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	55,01	119,00	-53,77%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	83,43	119,00	-29,89%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	220,83	119,00	85,57%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	184,91	119,00	55,39%
5	„ТЕЦ Марица 3“ АД	226,21	119,00	90,09%
6	„Топлофикация Русе“ АД	212,24	119,00	78,35%

Видно от горната таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия. Предвид прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер на 119,00 лв./MWh, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с принципите по чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ. В тази връзка определянето на количества на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. За последните четири дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по-горе

по т. II. тяхната регулирана цена би била с повече от 10 на сто над прогнозната пазарна цена по т. I. по-горе – арг. от чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

Предвид горните аргументи, следва да бъдат определени разполагаемост, съответно количества електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и на НЕК ЕАД за ВЕЦ, които са негова собственост, тъй като от една страна същите не попадат в обхвата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, а от друга за тях са приложими критериите по чл. 24, ал. 2 от ЗЕ за по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

Министърът на енергетиката е издал Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г., предоставена на КЕВР с писмо с вх. № Е-03-17-23 от 28.06.2021 г. С посочената заповед на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ министърът на енергетиката е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД обща годишна квота в размер на 1 000 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 3,3% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2020 г. Според същата заповед общата годишна квота следва да бъде произведена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик.

Горната заповед е издадена в изпълнение на т. 2 от Решение на Народното събрание от 31.01.2020 г. за предприемане на всички необходими мерки за недопускане в дългосрочен план прекратяване на функционирането и/или ограничаването на производствения капацитет на въглищните топлоелектрически централи от групата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД и на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от Закона за енергетиката с оглед сигурността на снабдяването с електрическа енергия на територията на страната.

Предвид обстоятелството, че количествата електрическа енергия, които общественият доставчик е задължен да изкупи по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, покриват потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и спецификата на товарите, които осигуряват, е обосновано да бъдат определени количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания, така и на свободния пазар.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и за реализация на пазара по свободно договорени цени, са представени в таблицата по-долу:

№	Електрическа енергия по централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„Ей И Ес - 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	2 619 895	536 605
2	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	3 489 000	3 140 100	348 900
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 500 kW	212 924	191 631	21 292
4	Топлофикационни и заводски централи, под 500 kW	4 410	4 410	0
5	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	2 900 000	0
6	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 235 034	1 128 684	2 106 350
7	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 000 000	1 000 000	0
8	**Общо количество енергия реализирано от НЕК ЕАД**	**13 997 868**	**10 984 721**	**3 013 147**

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2020 г., като са взети предвид условията на § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Съгласно разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, КЕВР следва да определи месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството

електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители								
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВЕИ	**ОБЩО**
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.21	74 304	223 200	84 932	163 200	158 320	180	19 723	**723 858**
авг.21	83 843	223 200	84 932	163 200	158 320	183	18 535	**732 213**
сеп.21	51 444	180 000	82 192	94 000	253 600	189	15 892	**677 316**
окт.21	35 601	44 700	85 046	307 600	292 900	198	9 597	**775 642**
ное.21	102 315	288 000	82 192	170 000	324 000	535	4 973	**972 014**
дек.21	99 422	461 280	84 932	312 000	322 000	577	3 811	**1 284 022**
яну.22	96 430	483 600	84 932	316 880	387 500	587	11 884	**1 381 812**
фев.22	82 443	369 600	76 712	232 400	319 600	562	13 848	**1 095 164**
мар.22	122 835	222 900	84 817	282 060	297 200	560	19 324	**1 029 697**
апр.22	151 413	178 880	82 192	201 000	208 800	548	25 363	**848 196**
май.22	198 584	44 640	84 932	203 200	215 760	223	24 137	**771 476**
юни.22	30 050	180 000	82 192	174 355	202 100	69	24 545	**693 311**
юли 2021-юни 2022	**1 128 684**	**2 900 000**	**1 000 000**	**2 619 895**	**3 140 100**	**4 410**	**191 632**	**10 984 721**

Предвид горните факти и обстоятелства и произтичащите от тях изводи, за новия регулаторен период следва да бъдат утвърдени цени на електрическата енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:

– „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 55,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 858 220 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh;

– НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 83,43 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 269 908 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 235 034 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, е в размер на 92,93 лв./MWh, без

ДДС, в т.ч. 4,04 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – при необходими годишни приходи – 1 086 363 хил. лв. и енергия – 11 690 122 MWh.

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е разработило прогноза за следващия регулаторен период при следните предпоставки и условия:

- количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са по представените прогнози от крайните снабдители (с изключение на „ЧЕЗ Електро България“ АД), в размер на 11 333 779 MWh;
- количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще изкупува от производители на електрическа енергия от ВИ, са съгласно предоставените от дружествата прогнози;
- количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство са по предоставените от крайните снабдители прогнози;
- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 3 210 435 MWh;
- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са предвидени, предвид ограниченията съгласно условията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ;
- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД не са предвидени, предвид ограниченията съгласно условията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ;
- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са в размер на 3 156 000 MWh;
- количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са в размер на 4 310 744 MWh;
- компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществения доставчик за регулирания пазар – 5,54 лв./MWh.

1. Становище на НЕК ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-01-20 от 02.06.2021 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени на електрическата енергия за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

1.1. По количествата електрическа енергия за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители

Общественият доставчик посочва, че в доклада на КЕВР прогнозните количества електрическа енергия за осигуряване на клиентите на крайните снабдители са с 349 243 MWh по-малко спрямо прогнозираните от НЕК ЕАД. Обръща внимание, че в случай, че не се потвърди предвиденото по-ниско потребление на регулирания пазар, и предвид факта, че дружеството няма възможност да компенсира евентуално повишение единствено с количества от собствени ВЕЦ, тъй като профилът на произвежданата енергия от ВЕЦ не съвпада с този на потреблението на клиентите на крайните снабдители, дружеството ще изпадне в затруднение да изпълни законовите си задължения, като ще се наложи да пренасочи електрическа енергия от свободния към регулирания пазар. От друга страна, при евентуално по-голямо производство от централите с дългосрочни договори над определеното в доклада, общественият доставчик няма да бъде компенсиран от ФСЕС за допълнителните разходи, които ще направи, поради липсата на предвидени средства за това в ценовото решение.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Определените в приетия от КЕВР доклад прогнозни количества електрическа енергия за регулиран пазар са съгласно предоставената от дружествата крайни снабдители информация. При необходимост от обезпечаване на доставките на регулиран пазар с допълнителни количества електрическа енергия, общественият доставчик следва да използва част от количествата, определени за реализация на свободния пазар.

1.2. По прогнозните количества за закупуване от ВИ

НЕК ЕАД възразява срещу намаляването на количествата електрическа енергия за закупуване от ВИ от 305 348 MWh на 212 924 MWh, като посочва, че при реализиране на по-високи количества от прогнозираните в доклада общественият доставчик няма да бъде компенсиран за тази разлика.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Използваните в доклада прогнозни количества електрическа енергия за изкупуване от ВИ с инсталирана мощност под 500 kW са определени въз основа на отчетните данни за изкупената електрическа енергия от тези производители през 2020 г., предоставени от крайните снабдители с писма с вх. № Е-03-17-8 от 19.03.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-03-17-8 от 23.03.2021 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-03-17-8 от 23.03.2021 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД.

1.3. По цената на електрическата енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД

НЕК ЕАД изразява несъгласие с непризнаването в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за извършената SO_2 & NO_x модернизация, както и БРЕФ инвестицията. Имайки предвид, че забавянето на одобрението на тарифния модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД влияе върху търговските отношения между централата и НЕК ЕАД, общественият доставчик настоява да се ускори момента на одобрение на модела и коригираната цена на разполагаемостта да се включи при формирането на миксовата цена на обществения доставчик за следващия регулаторен период, започващ от 01.07.2021 г.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. В Комисията е представен за одобрение тарифен модел с писмо с вх. № Е-13-14-3 от 01.03.2018 г. Към момента административното производство в тази връзка не е приключило с изричен административен акт. В допълнение следва да се има предвид, че Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. не предвижда механизъм, по който на НЕК ЕАД ще бъде възстановена заплатената от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД инвестиция за SO2 и NOx Модернизация, включително нормата на възвръщаемост, съобразена с начините и сроковете за заплащане на Общия размер на инвестицията.

1.4. По цената на въглеродните емисии, използвана при определяне на цените на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „ТЕЦ КонтурГлобал Марица изток 3“ АД

Според дружеството прогнозната цена за закупуване на квоти въглеродни емисии в размер на 47,00 €/тон е подценена предвид факта, че по данни от EEX на първичните търгове за продажба на квоти парникови газове от 28.04.2021 г. цената на тон CO_2 не е падала под 48,00 €/тон, а от 10.05.2021 г. цената е над 50,00 €/тон.

Горното възражение Комисията приема за основателно, като в тази връзка използваната прогнозна цена за закупуване на квоти въглеродни емисии е актуализирана на 51,00 €/тон.

1.5. По количеството квоти парникови газове

Общественият доставчик счита за подценен размера на количеството квоти за парникови газове, който топлоелектрическите централи с дългосрочни договори ще имат задължение да закупят за прогнозираната в доклада електрическа енергия. Според него основание за начина на изчисляване или по-конкретно определянето на количеството на необходимите квоти следва да е официалният одитиран доклад за необходимото количество квоти за емисии на двете централи за 2020 г., приет от Министерството на околната среда и водите (МОСВ). В тази връзка НЕК ЕАД настоява при изчисляване на необходимите квоти CO_2 да се използва следното съотношение енергия/тонове CO_2: коефициент 1,3749 за ТЕЦ „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ и коефициент 1,2912 за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. След анализ на одитираните доклади за необходимото количество квоти за емисии на двете централи за периода 2018 г. – 2020 г. на МОСВ се установи, че коефициентите за 2020 г. (особено този на ТЕЦ „Ей И Ес -3С Марица изток 1“) значително надвишават отчетените за предишни години стойности, което вероятно се дължи на отчетените по-ниски количества произведена нетна електрическа енергия (съответно по-висок процент собствени нужди), като в тази връзка са използвани коефициенти, съответстващи на заложения в настоящото решение обем произведена електрическа енергия.

1.6. По размера на компонентата за дейността „обществена доставка“

Според НЕК ЕАД КЕВР няма последователен подход при определяне на базата, върху която да приложи компонентата за дейността обществена доставка, тъй като за периода 2019 г.-2020 г. за база е използвана само енергията, предназначена за крайните снабдители, докато за периода 2020-2021 г. за база е използвана цялата закупена и/или произведена енергия от обществения доставчик, в т.ч. и за свободния пазар. Посочва, че общественият доставчик получава приход от тази компонента само върху реализираната енергия на регулирания пазар, следователно стойността ѝ следва да бъде изчислена само върху количествата за крайните снабдители, в противен случай компанията ще бъде ощетена с 6 302 хил. лв. Освен това счита, че с предложената стойност на компонентата не могат да се обслужват в пълен размер лихвите и главниците по заемите на дружеството към „Български енергиен холдинг“ ЕАД и банки.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Според разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ утвърдените необходими годишни приходи за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ включват и компонента в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството, като не е изрично дефинирано, че следва да се отчита единствено енергията, предназначена за регулирания пазар. По този начин дефиницията може да се тълкува разнопосочно, включително и за база за изчисление на компонентата може да се приеме средната цена на електрическата енергия след получените компенсации от ФСЕС. Спазвайки принципите, заложени в чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, Комисията счита, че следва да се използва именно настоящия метод на изчисление, при който резултатът е осреднен спрямо останалите два подхода.

1.7. По компенсацията на разходите за CO_2 за предходния регулаторен период

Дружеството посочва, че при актуална към момента цена на емисиите CO_2 от 55,00 €/тон се очаква за регулаторния период 2020-2021 г. недостигът за компенсиране на произведена електроенергия от ТЕЦ „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ да е в размер на 54 647 хил. лв. при достигане на минималните определени количества за производство, а за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“ – в размер на 25 990 хил.лв., при очаквано производство

с около 873 852 MWh по-малко от определените количества в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г.

НЕК ЕАД отбелязва, че компенсирането на увеличения разход за въглеродни емисии чрез по-високите цени на енергията на свободния пазар е нов подход от страна на Комисията. Подчертава, че в действащия досега механизъм дружеството не е предявявало претенции за възстановяване на разход за постигната по-ниска цена от определената прогнозна базова цена и съответно и сега е необосновано твърдението на КЕВР за компенсиране от постигната реална цена. Също така счита за неточно твърдението, че превишеното потребление на регулирания пазар е компенсирано от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, тъй като очакваното превишение от 677 059 MWh е компенсирано само с 300 000 MWh от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, като останалото е било осигурено основно от централите с дългосрочни договори, за сметка на енергията за свободен пазар.

Горното възражение Комисията приема за частично основателно. Съгласно чл. 34 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за признаване и компенсиране на невъзстановяеми разходи, произтичащи от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на този закон, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар. Съгласно ал. 3 от същата разпоредба енергийните предприятия подават заявление пред Комисията за признаване на разходите за невъзстановяеми и за установяване на размера им, като към заявлението се представят доказателства за основанието за възникване на невъзстановяемите разходи и за размера им. В тази връзка с писмо с изх. № Е-13-01-22 от 10.06.2021 г., адресирано до НЕК ЕАД и с писмо с изх. № Е-13-210-13 от 10.06.2021 г., адресирано до БНЕБ ЕАД, КЕВР е изискала допълнителна информация, необходима за установяването на точния размер на невъзстановяемите разходи за предходния регулаторен период, като такава е предоставена от НЕК ЕАД с писмо с вх. № Е-13-01-22 от 16.06.2021 г., съответно от БНЕБ ЕАД с писмо с вх. № Е-13-210-13 от 17.06.2021 г.

В Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., при изчислението на компенсацията на обществения доставчик във връзка със сключените Споразумения за изкупуване на енергия с ТЕЦ „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“, са заложени прогнозна цена на CO_2 емисиите от 22,00 €/тон и прогнозна пазарна цена за електрическата енергия от тези производители в размер на 99,18 лв./MWh. С Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. прогнозната цена на CO_2 емисиите е актуализирана, като са взети предвид отчетената цена на CO_2 квотите на Европейската електроенергийна борса (EEX) за второто шестмесечие на 2020 г. в размер на 28,93 €/тон и прогнозата за цените на емисиите през първото полугодие на 2021 г. от 40,00 €/тон. В тази връзка разходите на ФСЕС за компенсиране на обществения доставчик са увеличени с 247 027 хил. лв.

Съгласно чл. 34, ал. 5 от ЗЕ Комисията, ръководейки се от принципите по чл. 23 и при отчитане на промените в конкурентните условия, преизчислява ежегодно максималния общ размер на компенсацията, свързана с невъзстановяемите разходи и определя обема за възстановяване за съответния период. За количествата електрическа енергия от двете централи, които общественият доставчик е реализирал на регулирания пазар е безспорно, че същият следва да бъде компенсиран, тъй като те са включени в микса по определената за тях прогнозна пазарна цена, която не е променяна до края на регулаторния период. Компенсацията, обаче, за реализираната електрическа енергия по свободно договорени цени следва да се преразгледа, предвид обстоятелството, че е налице корелация между цените на CO_2 квотите и цените на пазара на електрическа енергия, т.е. повишението, съответно намаляването на цените на въглеродните емисии се отразява пряко върху постигнатите борсови цени на енергията. Комисията приема това преизчисляване за необходимо с оглед точното установяване на размера на невъзстановяемите за НЕК ЕАД разходи, както и за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Неизвършването на такова преизчисляване ще доведе до двойно компенсиране на обществения доставчик, а именно: от една страна, чрез претендираната компенсация от

ФСЕС за повишените цени на въглеродните емисии и от друга, чрез повишените цени на пазара на електрическа енергия, спрямо заложените в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., които също са в резултат от повишените цени на въглеродните емисии, както и до нарушаване на интересите на клиентите.

Съгласно получената информация с писмо с вх. № Е-13-01-22 от 16.06.2021 г. общият очакван недостиг до края на регулаторния период е в размер на 49 515 хил. лв. Анализът на данните от реализираните количества на трите борсови сегмента показва, че допълнителните приходи на НЕК ЕАД от реализираните количества на свободния пазар предвид повишените цени в резултат на ръста на цените на въглеродните емисии са 36 255 хил. лв., от които следва да се приспадне утвърдената надценка в размер на 5 393 хил. лв., като сумата, с която следва да се компенсира общественият доставчик, е в размер на 18 653 хил. лв.

1.8. По компенсацията на разходите за закупена енергия от ВИ за предходния регулаторен период

НЕК ЕАД обръща внимание, че до месец април 2021 г. общественият доставчик е закупил с 66 751 MWh повече спрямо прогнозираните от КЕВР за периода 2020-2021 г., като прогнозата на дружеството показва, че очакваните количества за закупуване за целия регулаторен период ще надвишат прогнозираните с 89 806 MWh, а очакваният недостиг на средства за компенсиране на НЕК ЕАД от ФСЕС за закупена енергия от производители от ВИ за настоящия ценови период е в размер на около 18 121 хил. лв.

Горното възражение Комисията приема за основателно, като компенсацията е отразена по-долу в настоящото решение.

1.9. По признаването на тарифния дефицит на обществения доставчик, формиран през предходни регулаторни периоди

Дружеството отбелязва, че в резултат на постановени решения на КЕВР за предходни регулаторни периоди НЕК ЕАД, в качеството си на обществен доставчик, е натрупало тарифен дефицит в размер на общо 2 262 069 хил. лв. Според НЕК ЕАД течащият процес на либерализация налага постепенно намаляване на функциите на обществения доставчик. Поради това счита за необходимо тарифният дефицит да бъде признат, като бъде изготвен и приложен механизъм за възстановяването му в периода преди пълното отпадане на дейността „обществена доставка на електрическа енергия“.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. По-долу в решението са представени мотиви относно невключването на предявените от обществения доставчик за възстановяване разходи от предходни регулаторни периоди.

2. Средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик („Миксова цена“)

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 10 984 721 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар. Предложената стойност от обществения доставчик е коригирана, предвид информацията, постъпила в КЕВР със заявление с вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД и вх. № Е-13-77-7 от 03.06.2021 г. „ЕСП Златни пясъци“ ООД;

– 3 013 147 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар.

Количествата и разходите, участващи при формиране на „миксовата цена“ на НЕК ЕАД за регулирания пазар, са представени в таблицата по-долу:

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик

	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	159 529	55,01
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 000 000	220 830	220,83
3	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 235 034	269 899	83,43
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	930 421	294,76
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 489 000	837 216	239,96
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 410	1 511	342,60
7	ВИ под 500 kW	212 924	71 905	337,70
8	**Средна покупна цена на обществения доставчик**	**13 997 868**	**2 491 310**	**177,98**

Разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД, са изчислени въз основа на елементите, заложени във финансовите модели към сключените споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ). Цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД не е коригирана с разходите за инвестицията за извършената SO2 & NOx модернизация, тъй като към момента КЕВР не е одобрявала изменение на финансовия модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2020 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г.

3. Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Компонентата е изчислена в размер на 5,34 лв./MWh.

4. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители

Във връзка с изложеното по т. 1 и т. 2 формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е представено в следващата таблица:

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh

1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	159 529	55,01
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 000 000	126 616	126,62
3	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 128 684	94 166	83,43
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 619 895	331 719	126,62
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 140 100	397 585	126,62
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 410	552	125,07
7	ВИ под 500 kW	191 631	21 610	112,77
8	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	10 984 721	1 131 777	103,03
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			5,34
10	**Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.8+р.9)**			**108,37**

В изпълнение на чл. 21, т. 21, изр. второ от ЗЕ, съгласно който Комисията не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94, КЕВР не е определила разполагаемост, съответно цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Със Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г. на министъра на енергетиката за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е определена обща годишна квота в размер на 1 000 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия от обществения доставчик – арг. от чл. 93а, ал. 1, т. 3 във връзка с чл. 4, ал. 1, т. 8 от ЗЕ.

Прогнозните пазарни цени на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници и на производителите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно раздел IIIа от НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност на производителите, идентичен подход е използван при определянето на прогнозната пазарна цена на тези със сключени СИЕ и съответно „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, като е използван коефициент, съгласно отчетните данни. Допълнителен аргумент в тази връзка представлява и обстоятелството, че на основание чл. 112, ал. 2, т. 1 от ЗЕ операторът на пазара може да откаже да потвърди графика на обществения доставчик, ако не е спазено задължението за предоставяне на резерв и допълнителни услуги по договори с оператора на преносната мрежа, което би довело до недостиг на електрическа енергия за задоволяване нуждите на регулирания пазар.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 108,37 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 190 414 хил. лв. и енергия – 10 984 721 MWh.

V. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към ЕЕС, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, приходите от която цена се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. – чл. 36б от ЗЕ.

Предвид горното, цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

– разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;

– разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще изкупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;

– некомпенсирани през предходни периоди разходи на обществения доставчик, произтичащи от задължения към обществото;

– разходи за компенсиране на ФСЕС във връзка с ННТРЕВИ;

– разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със СИЕ;

Прогнозните приходи на Фонда за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са оценени на 1 985 784 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти емисии за новия регулаторен/ценови период е оценен на 1 642 890 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (EEX) и трендът на изменение на цените на квотите.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 346 358 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

След анализ и оценка на приходите и разходите на Фонда за 2020 г., както и на прогнозните такива до края на регулаторния период, в резултат на спестени средства от предвидените за компенсации суми на производители от ВИ и ВЕКП с инсталирана мощност над 1 MW, както и по-високи приходи, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, ще се натрупа допълнителен излишък от около 144 000 хил. лв. В тази връзка, КЕВР приема за целесъобразно тези средства да се използват за компенсиране на разходи на обществения доставчик по чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ през предходния регулаторен период, както и на допълнителни разходи/намалени приходи на ФСЕС през предходния регулаторен период, които са представени в следващата таблица:

Разпределение на натрупания излишък от средства във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		хил. лв.
1.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото, наложено на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества за задоволяване на нуждите на регулирания пазар за периода до 30.06.2021 г.	14 118
2.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик във връзка с искане пред НЕК ЕАД за възстановяване на недовзета помощ по Наредба Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. във връзка с писмо № Е-Е-ДП-132 от 28.01.2021 г. от Министерство на енергетиката.	106
3.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за електрическа енергия, произведена от ВИ през ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	19 000
4.	Некомпенсирани разходи на ФСЕС във връзка с удължаване срока на схемата за компенсация по ННТРЕВИ (обн. ДВ бр.12 от 12.02.2021 г.)	6 000

5.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик във връзка с постановени от КЕВР през ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за минали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, а именно: Решение № Ц-7 от 14.01.2021 г.	223
6.	Некомпенсирани разходи на ФСЕС във връзка с постановени от КЕВР през ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за минали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, а именно: Решение № Ц-7 от 14.01.2021 г., Решение № Ц-15 от 28.05.2021 г., Решение № Ц-16 от 28.05.2021 г., Решение № Ц-19 от 25.06.2021 г., Решение № Ц-20 от 25.06.2021 г., Решение № Ц-21 от 25.06.2021 г., Решение № Ц-23 от 29.06.2021 г.	26 851
7.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик по чл. 34 от ЗЕ във връзка с повишени разходи на дружеството за закупуване на електрическа енергия от ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“, предвид увеличени цени на квотите парникови газове спрямо заложените в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., изменено с Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г.	18 653
8.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители.	16 082
9.	Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ	10 000
10.	**Общо**	**111 033**

Със Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. министърът на енергетиката на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. обща годишна квота в размер на 2 600 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 8,14% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2019 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик, а според чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ разходите във връзка с тази заповед са разходи, произтичащи от наложено задължение към обществото. Произтичащите от посочената заповед разходи са взети предвид при утвърждаването на цената за задължения към обществото с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР. Тази заповед е изменена със Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г. на министъра на енергетиката, като общата годишна квота е увеличена в размер на 2 900 000 MWh, съответно процентът на първичната енергия е увеличен на 9,08%. Съгласно чл. 70, ал. 1 във връзка с ал. 4 от ЗЕ министърът на енергетиката може да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, като извършените от енергийните предприятия допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ. С последната заповед се гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар до края на регулаторния период.

Предвид факта, че разходите във връзка със Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г. на министъра на енергетиката са възникнали за обществения доставчик през ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., същите следва да бъдат остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3. от мотивите на Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР. В тази връзка НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС компенсация в размер на 14 118 хил. лв., която представлява разликата между разходите, остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3. от мотивите на Решение № Ц-29 от 01.07.2020 и приходите от цената, по която обществения доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, намалена с компонентата за обществена доставка. Тази компенсация следва да се покрие от допълнително генерираните във ФСЕС средства, вследствие на увеличени приходи до края на настоящия регулаторен/ценови период,

спрямо заложените в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., изменено с Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г.

Със средства от увеличените приходи по-горе ФСЕС следва да компенсира обществения доставчик със 106 хил. лв. във връзка с искане пред НЕК ЕАД за възстановяване на недовзета помощ по Наредба Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. във връзка с писмо № Е-Е-ДП-132 от 28.01.2021 г. от Министерство на енергетиката.

Компенсирането на обществения доставчик по чл. 34 от ЗЕ във връзка с повишени разходи на дружеството за закупуване на електрическа енергия от ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“, предвид увеличени цени на квотите парникови газове спрямо заложените в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., изменено с Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г., е обсъдено в т. IV.1.7. от мотивите на това решение. Предвидените средства за компенсация на обществения доставчик в размер на 18 653 хил. лв. се разпределят, както следва: за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ – 12 523 и за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ – 6 130 хил. лв.

Разходите, които Фондът следва да покрива от остатъка от натрупания излишък в размер на 32 967 хил. лв. и приходите си през периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г., са представени в следващата таблица:

Разпределение на средствата от приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		хил. лв.
1.	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ.	88 382
2.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик във връзка със искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, произтичащи от заповеди на министъра на енергетиката. Компенсацията е изчислена при съобразяване на количествата електрическа енергия по Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г.	111 017

Компенсацията на обществения доставчик във връзка със искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, е обсъдена в т. II.3.2 от мотивите на решението. КЕВР приема за целесъобразно, ФСЕС да компенсира обществения доставчик, съответно общественият доставчик да компенсира „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, на 12 равни месечни вноски по 9 251 хил. лв. през ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

По отношение на останалите разходи, предявени от обществения доставчик за възстановяване, след допълнителен анализ и проверка, в която да се установи техният реален размер, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани реално като тарифен дефицит, следва да се изготви дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи регулаторни/ценови периоди при спазване на принципите, заложени в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите (чл. 23, т. 4 от ЗЕ), както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, като се отчитат задълженията на обществения доставчик, на крайните снабдители и на операторите на електропреносни и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес, със задълженията към обществото и с невъзстановяемите разходи (чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ). Предявените от обществения

доставчик за компенсация от ФСЕС разходи, свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения преди 2018 г., не са включени в цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, тъй като същите се компенсират от надвзетите средства от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в резултат на по-малкото изкупени количества електрическа енергия от комбинирано производство спрямо включените в цената за задължения към обществото.

Предвид горното, приходите на ФСЕС, които могат да се използват за намаляване на цената за задължения към обществото, са в размер на 1 819 353 хил. лв.

Разходите, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени по-долу.

Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и по сключените СИЕ, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на тази електрическа енергия и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

Прогнозната пазарна цена и разходите за ВИ са представени в следващата таблица:

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	**ВЕЦ < 10 МВт**	**614 082**	**95 324**	**114,99**	**24 711**	**0,75**
1	ФОНД	571 238	89 390	114,99	23 704	0,72
2	НЕК	42 844	5 933	114,99	1 007	0,03
II	**ВяЕЦ**	**1 291 578**	**239 350**	**114,76**	**91 128**	**2,75**
1	ФОНД	1 283 597	238 074	114,76	90 768	2,74
2	НЕК	7 981	1 276	114,76	360	0,01
III	**ФтЕЦ**	**1 267 235**	**615 912**	**111,53**	**474 577**	**14,32**
1	ФОНД	1 116 464	556 537	111,53	432 017	13,04
2	НЕК	150 771	59 375	111,53	42 560	1,28
IV	**Биомаса**	**297 350**	**102 237**	**119,40**	**66 733**	**2,01**
1	ФОНД	286 022	96 916	119,40	62 765	1,89
2	НЕК	11 328	5 321	119,40	3 968	0,12
V	**Общо ВЕИ**	**3 470 246**	**1 052 822**	**114,02**	**657 149**	**19,83**
1	ФОНД	3 257 322	980 917	114,10	609 255	18,39
2	НЕК	212 924	71 905	112,77	47 894	1,45

Прогнозната пазарна цена и разходите за електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са представени по-долу, както следва:

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	**ВЕКП**	**3 086 955**	**765 643**	**125,07**	**379 557**	**11,46**

1	ФСЕС	3 082 545	764 132	125,07	378 598	11,43
2	НЕК ЕАД	4 410	1 511	125,07	959	0,03

Формирането на цената за задължения към обществото е представено по-долу:

Формиране на цена за задължения към обществото				
		Потребление на вътрешен пазар, MWh	Разходи за компенсиране, хил.лв.	Компонента от цената, лв./MWh
1	**ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“**	**33 132 000**	**334 266**	**10,09**
1.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	33 132 000	530 759	16,02
1.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-	0,00
1.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	530 759	16,02
1.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-196 493	-5,93
2	**ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“**	**33 132 000**	**249 052**	**7,52**
2.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	33 132 000	395 454	11,94
2.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-	0,00
2.2.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	395 454	11,94
2.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-146 402	-4,42
3	**ТЕЦ „Марица Изток 2“**	**33 132 000**	**94 214**	**2,84**
3.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Марица Изток 2“	33 132 000	94 214	2,84
3.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-	0,00
3.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	94 214	2,84
3.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-	0,00
4	**ВЕИ**	**33 132 000**	**-**	**0,00**
4.1.	Некомпенсирани разходи за ВЕИ	33 132 000	657 149	19,83
4.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	609 255	18,39
4.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	47 894	1,45
4.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-657 149	-19,83
5	**Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**33 132 000**	**124 419**	**3,76**
5.1.	Некомпенсирани разходи за централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 132 000	379 557	11,46
5.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	378 598	11,43
5.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	959	0,03
5.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-255 138	-7,70
6	**Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система" за намаляване на цената за задължения към обществото**	**33 132 000**	**-564 171**	**-17,03**
7	**ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**	**33 132 000**	**237 781**	**7,18**

Съгласно чл. 34, ал. 6 и чл. 35, ал. 5 от ЗЕ невъзстановяемите разходи и тези за задължения към обществото се разпределят по прозрачен начин между всички крайни клиенти, включително ползващите електрическа енергия от внос, присъединени към електроенергийната система, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи. Цената за задължения към обществото се изчислява върху цялото потребление на електрическа енергия в страната и съгласно чл. 35а от ЗЕ се заплаща от всички крайни клиенти, включително от оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, като за клиентите на регулирания пазар е включена в цената за активна енергия на крайните снабдители, а за клиентите на свободния пазар като добавка към договоренатa цена на електрическата енергия.

Въз основа на изложеното по-горе цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително

операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, е 7,18 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 3,76 лв./MWh.

Разходите, формиращи компонентата, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, ще бъдат компенсирани от посочените по-горе приходи на Фонда.

Предвид гореизложеното следва да бъде утвърдена цена за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, в размер на 7,18 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 3,76 лв./MWh. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

VI. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-29 от 09.04.2021 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-29 от 09.04.2021 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,54 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия в размер на 2,46 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 5,43 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 11,91 лв./MWh, без ДДС.

Таблицата по-долу представя сравнение между предложените от ЕСО ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.	Изменение, %

	(лв./MWh)	(лв./MWh)	
Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,45	0,54	**20,00%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,26	2,46	**8,85%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,28	5,43	**2,84%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	10,30	11,91	**15,63%**

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 32 315 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 16 970 хил. лв.;

1.1.3. Възвръщаемост – 528 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 34 432 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 15 631 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 631 хил. лв.;

1.2.4. Разходи за автоматично вторично регулиране – 12 506 хил. лв.;

1.2.5. Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 12 506 хил. лв.;

1.2.6. Възвръщаемост – 486 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ – 2 950 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 1 339 хил. лв.;

1.3.3. Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 311 хил. лв.;

1.3.4. Разходи за автоматично вторично регулиране – 1 072 хил. лв.;

1.3.5. Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 493 хил. лв.;

1.3.6. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 8 760 хил. лв.;

1.3.7. Възвръщаемост – 42 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

Дружеството е формирало цената за пренос при отчитане на измененията на основни фактори, влияещи значително върху размера й, и изходни условия, както следва:

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 32 315 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 285 537 хил. лв., в т.ч.:

– разходи за заплати (възнаграждения) – 89 903 хил. лв.;

– разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 47 649 хил. лв.;

– разходи за амортизации – 80 292 хил. лв.;

– разходи за ремонт и поддръжка – 24 791 хил. лв.;

– разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 42 902 хил. лв.;

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 93 310 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по утвърдената в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цена;

1.4.4. Регулаторна база на активите – 2 021 830 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (НОК) в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 37 319 хил. лв.;

1.4.5. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.4.6. Приходи от реактивна енергия – 16 000 хил. лв.;

1.4.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 42 000 хил. лв.;

1.4.8. Недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ – 15 111 хил. лв.;

1.4.9. Недовзет приход от постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период – 3 335 хил. лв.

2. Становище на ЕСО ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от ЕСО ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

3. Ценообразуващи елементи

3.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Съгласно чл. 26, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от операторите на електроразпределителни мрежи, крайните клиенти и производители на електрическа енергия в режим на потребление, присъединени към електроенергийната система, освен в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 2 и ал. 2 от ЗЕ, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на

страната или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 16 970 хил. лв. на 15 296 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, командировки, наеми, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 12 360 хил. лв.

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	16 970	15 296
2	Възвръщаемост	хил.лв.	528	523
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	17 498	15 819
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	32 315 000	32 315 000
5	**Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС**	**лв./MWh**	**0,54**	**0,49**

3.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Съгласно чл. 26, ал. 2 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от производители на електрическа енергия, с изключение на тези с динамично променяща се генерация, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период. Размерът на необходимите годишни приходи и количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ се намаляват със съответния дял на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 16 970 хил. лв. на 15 296 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, командировки, наеми, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 12 360 хил. лв.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., са отчетени параметрите на Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности през ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.. Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители			
№	**Позиция**	**Мярка**	**Коригирани стойности**
1	**2**	**3**	**4**
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	3 942
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	13 578
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	15 296
5	Възвръщаемост	хил. лв.	523
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	90 279
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	37 382 000

Определената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители не следва да се заплаща от такива с динамично променяща се генерация, защото съгласно чл. 29 от НРЦЕЕ тези производители заплащат отделна цена. С оглед осигуряване на равнопоставеност между отделните видове производители на електрическа енергия, необходимите приходи и съответно количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ е целесъобразно да се намалят с дела на производителите от слънце и вятър, който обаче следва да бъде отразен в цената по т. 2.3.

Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия		
	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	90 279	37 382 000
Производители с динамично променяща се генерация	7 124	2 950 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	83 154	34 432 000

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	84 701	83 154
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	34 432 000	34 432 000
3	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**2,46**	**2,42**

3.3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия

Съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора на електропреносната мрежа, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечиране във връзка с балансиране и др. Тази цена се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите с динамично променяща се генерация за съответния регулаторен или ценови период, като размерът на необходимите годишни приходи на тази цена се увеличава с дела на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация по чл. 26, ал. 2, изр. второ от НРЦЕЕ.

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от ВИ, ползващи преференциални цени, с оглед на което те също дължат цена за достъп до мрежата.

По силата на чл. 104 от ЗЕ ползвателите на съответната мрежа уреждат чрез сделка взаимоотношенията си с преносното и/или разпределителното предприятие за ползване на мрежите и за преноса на количествата електрическа енергия, постъпили в мрежата или потребени от мрежата.

Съгласно разпоредбата на чл. 84, ал. 2 от ЗЕ производителите на електрическа енергия са длъжни да сключат договори за достъп с оператора на електропреносната мрежа, в които се уреждат правата и задълженията на страните във връзка с диспечирането, предоставянето на студен резерв и допълнителни услуги, които договори са условие за изпълнение на договорите за продажба на електрическа енергия. Доколкото договорът обхваща условията по диспечирането, а от друга страна разходите за него се покриват от цената за достъп, то последната представлява едно от условията на договора за достъп.

Съгласно чл. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12 и чл. 29 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на ЕЕС и се отнасят към дейността по цялостно

управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от ВИ.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, при спазване на принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, включително и на принципа на справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, студен резерв и за технологични разходи, върху ползвателите на преносната мрежа и при отчитане на дела и характера на производство на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непринудени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на преносната мрежа.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е трудно предвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия.

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД наблюдава и управлява във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии и на колебания в електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от ВЕЦ и от централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за спирания и пускания, както и на тези за резерв на допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ENTSO-E.

В цените за достъп на ЕСО ЕАД за крайни клиенти и за производители не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

– увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност;

– увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за регулиране е взето предвид, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в ЕЕС от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка може да се приеме за икономически обосновано в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10 лв./MW*h.

При формиране на необходимите приходи от цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация е отчетен и делът на тези производители в разходите, формиращи цената за достъп на производители.

В РБА е включен единствено необходимият оборотен капитал, който според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, са представени в следващата таблица:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация			
№	**Позиция**	**Мярка**	**Коригирани стойности**
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	7 124
3	Възвръщаемост	хил. лв.	60
4	Необходими приходи	хил. лв.	15 944
5	Прогнозни количества	MWh	2 950 000
6	**Цена за достъп**	**лв./MWh**	**5,40**

3.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 285 537 хил. лв. на 275 066 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, други външни услуги, обучение и квалификация, делегации и данъци удържани при източника съгласно Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО) са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели, както и тези за такси на БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен на 38 532 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

РБА на ЕСО ЕАД, като правоприемник на НЕК ЕАД за дейността „пренос на електрическа енергия“ от 04.02.2014 г., е коригирана с остатъчната стойност от преоценката на активите, извършена от НЕК ЕАД през 2010 г. Необосновано е операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, чиято стойност не е в резултат на извършени инвестиции, а на счетоводна преоценка. Предвид гореизложеното, стойността на РБА е призната в размер на 1 418 280 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 124,85 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото. Предложената от дружеството стойност на корекцията по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 3 335 хил. лв. не е коригирана.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос през електропреносната мрежа, е както следва:

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	285 537	275 066
2	Възвръщаемост	хил. лв.	60 655	42 548
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	93 310	107 869
4	Компенсация за постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период	хил. лв.	3 335	3 335
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-16 000	-16 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-42 000	-42 000
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	384 836	370 818
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	32 315 000	32 315 000
10	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**11,91**	**11,48**

Във връзка с гореизложеното, цените на ЕСО ЕАД са както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,49 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 819 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 315 000 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,42 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходими годишни приходи 83 154 хил. лв. и количества електрическа енергия 34 432 000 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,40 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 944 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 950 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 11,48 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 370 818 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 315 000 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. от „Електроразпределение Север“ АД. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, в качеството си на оператор на електроразпределителна мрежа, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД е постъпило писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

1. Приложим метод за регулиране

За дружествата, получили лицензия за дейността „разпределение на електрическа енергия“, Комисията с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. е утвърдила, считано от 01.07.2018 г., приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ и регулаторен период с продължителност 3 години, който изтича на 30.06.2021 г. В тази връзка за тези дружества Комисията съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ следва да определи приложимия метод за регулиране за следващия регулаторен период, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ.

По отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, от 2005 г. КЕВР прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“, като цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи са утвърждавани при регулаторни периоди с продължителност, както следва: тригодишен (2005-2008 г.), петгодишен (2008-2013 г.), двугодишен (2013–2015 г.), тригодишен (2015-2018 г.) и тригодишен (2018-2021 г.).

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Регулаторната практика в Европа показва, че с оглед спецификата на дейността „разпределение на електрическа енергия“ най-подходящият метод за регулиране на цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи е методът „горна граница на приходи“. При този метод на регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от регулатора целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели за качество и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията, качество на обслужването през предходната година и с отчетените инвестиции.

Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение само с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

При отчитане на горните аргументи, с оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране и предвид принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ е обосновано по отношение електроразпределителните дружества да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. В тази връзка при определяне на продължителността на следващия регулаторен период на тези дружества следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за електроразпределителните дружества и за крайните клиенти. От друга страна, по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол върху електроразпределителните дружества по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, както и да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа и показателите за качество, изменението на потреблението на електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

С оглед гореизложеното е обосновано следващият регулаторен период за електроразпределителните дружества да бъде с продължителност 3 години. По този начин се балансират стимулите на електроразпределителните дружества и рисковете, произтичащи от по-продължителен регулаторен период, както за дружествата, така и за крайните клиенти.

2. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ е извършен регулаторен преглед, въз основа на който да бъдат утвърдени цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година от шестия регулаторен период.

Начинът на определяне на ценообразуващите елементи, формиращи цените за достъп и за пренос до/през електроразпределителните мрежи, е регламентиран в раздел I „Ценообразуващи елементи“ на глава втора на НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ включват признатите от Комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

*НП = Р + (РБА * НВ),*

където:

НП – необходими годишни приходи;

Р – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

НВ – определената от Комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

След анализ на постигнатите резултати от електроразпределителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи за първия ценови период от новия регулаторен период да бъде приложен единен подход, както следва:

2.1. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“

Предложените от дружествата разходи в тази група са признати на ниво отчет от базисната година. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в РБА, както и в амортизационните разходи са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което да доведе до намаляване на оперативните им разходи. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че операторите на разпределителни мрежи отчитат сериозен ръст на тази група разходи през базисната година, в сравнение с останалите две от регулаторния период, от което се налага изводът, че необходимата индексация във връзка с инфлацията през предходната година е предварително акумулирана.

2.2. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., Комисията е приела допустими нива на технологичните разходи за петия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

– „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
– „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 8%;
– „Електроразпределение Север“ АД – 9%;
– „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

При извършения преглед на отчетените данни се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на електроразпределителните дружества за петия регулаторен период. Всички дружества отчитат нива, които са под одобрените такива, което се явява предпоставка за преразглеждане на допустимия размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи, независимо, че в заявленията си за цени операторите на разпределителни мрежи излагат аргументи за запазването им на нивата утвърдени за четвъртия и петия регулаторни периоди. От една страна запазването на настоящия размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за шести регулаторен период ще отнеме стимулите на мрежовите оператори за тяхното по-нататъшно оптимизиране, което от своя страна ще доведе до необосновано завишаване на разходите на дружествата, които се включват в цените за крайните клиенти, от друга обаче следва да се отчетат и предизвикателствата, пред които са изправени, предвид фундаменталния преход на енергийния сектор към устойчива и зелена икономика. Тази нова среда води до нови тенденции, създава и нови възможности за начина на използване, производство, пренос/разпределение и договаряне на енергия, което се случва с ускорени темпове. В същото време, отчитайки опасността от повишаване на разходите си (основно

загубите при разпределение и трансформация на електрическа енергия), електроразпределителните дружества поставят бариери пред присъединяванията на производители на електрическа енергия от ВИ, които наред с механизмите за оптимизация на потреблението и новите технологии за съхранение и производство на електрическа енергия се явяват двигателят на тази трансформация, част от която на национално ниво е постигане на 27,09% дял на енергията от ВЕИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г.[21] В тази връзка регулаторът следва да намери баланса между интересите на крайните клиенти, тези на разпределителните дружества и политиката на ЕК за декарбонизация на икономиката.

Независимо от обстоятелството, че електроразпределителните дружества следва да не поставят пречки пред присъединяванията на производители от ВИ, което ще се отрази върху технологичните разходи, предвид достигнатите нива на загубите през предходния регулаторен период и намеренията на дружествата да продължат да инвестират с цел намаляване на технологичния разход, е обосновано да се приеме, че в резултат на вложените средства целевият размер на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи през следващия регулаторен период следва да се намали с 0,5%, с изключение на „Електроразпределение Златни пясъци“ АД, както следва:

- за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 7,5%;
- за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 7,5%;
- за „Електроразпределение Север“ АД – 8,5%;
- за „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

Приложеният балансиран подход за плавно намаляване на технологичните разходи на операторите на разпределителни мрежи осигурява изпълнение на регулаторната политика за прозрачност, предвидимост и създаване на стимули за постигане на целите, поставени пред страната, като част от ЕС, за децентрализация на енергийната система, чрез увеличение на дела на електрическата енергия от ВИ и повишаване на енергийната ефективност.

2.3. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за петия регулаторен период са определени по следната формула:

$$AM = (AM_1+AM_2+AM_3)/3 - AM_ф + (2{,}5*AM_{И1}+1{,}5*AM_{И2}+0{,}5*AM_{И3})/3,$$

където:

AM – средни разходи за амортизации през петия регулаторен период;

AM_1, AM_2, AM_3 – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$AM_ф$ – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$AM_{И1}$, $AM_{И2}$, $AM_{И3}$ – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на шестия

[21] Стратегия за устойчиво енергийно развитие на Република България до 2030 година с хоризонт до 2050 г.

регулаторен период, като AM_1, AM_2 и AM_3 отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2021 г., 2022 г. и 2023 г. При изчисленията на разходите за амортизации на инвестициите за периода 2021 г. – 2024 г. е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Следва да се отбележи, че изчисленията са направени върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4. Регулаторна база на активите

Съгласно разпоредбата на чл. 14 от НРЦЕЕ регулаторната база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва следните елементи:

$$РБА = А - Ф - АМ + ОК + И,$$

където:

РБА е регулаторната база на активите;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

ОК – необходимият оборотен капитал;

И – размерът на инвестициите, одобрени от Комисията.

2.4.1. Балансова стойност на съществуващите активи

Балансовата стойност на съществуващите активи за шестия регулаторен период е определена като елемент от формулата за РБА, а именно:

$$А_Б = А - Ф – АМ ,$$

където:

$А_Б$ – средната балансовата стойност на съществуващите активи за шестия регулаторен период;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод.

С оглед коректната калкулация на стойността на активите, върху които електроразпределителните дружества ще реализират възвръщаемост през шестия регулаторен период, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2021 г., 2022 г. и 2023 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружествата към 31.12.2020 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от шестия регулаторен

период. В таблицата по-долу са представени стойностите на амортизациите, с които се намалява балансовата стойност на активите за базисната година по ценови периоди:

	I ценови период	II ценови период	III ценови период	Средно за регулаторния период
2021 г.	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$-$АМ_Ф$
2022 г.		$АМ_2$-$АМ_Ф$	$АМ_2$-$АМ_Ф$	($АМ_2$-$АМ_Ф$)*2/3
2023 г.			$АМ_3$-$АМ_Ф$	($АМ_3$-$АМ_Ф$)/3
ОБЩО	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$+$АМ_2$-2*$АМ_Ф$	$АМ_1$+$АМ_2$+ $АМ_3$-2*$АМ_Ф$	**(3*$АМ_1$ + 2*$АМ_2$ + $АМ_3$ – 6*$АМ_Ф$)/3**

В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по формулата по-долу, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

$АМ = АМ_Б + (3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМ_Ф)/3$,

където:

$АМ_Б$ – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

$АМ_1$, $АМ_2$, $АМ_3$ – разходите за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$АМ_ф$ – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4.2. Среден номинален размер на инвестициите

Средният номинален размер на инвестициите е изчислен по формулата:

$И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$

където:

$И$ – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

$И_{1,2,3}$ – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

Прогнозните нетни инвестиции отразяват прогнозната стойност на инвестициите, извършени от електроразпределителните дружества за съответната година, намалени с инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин и амортизациите на възмездно придобитите активи.

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружествата следва да реализират възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията.

	I ценова година	II ценова година	III ценова година	Средно за регулаторния период
2021 г.	0,5*$И_1$	$И_1$	$И_1$	2,5*$И_1$/3
2022 г.		0,5*$И_2$	$И_2$	1,5*$И_2$/3
2023 г.			0,5*$И_3$	0,5*$И_3$/3
ОБЩО	0,5*$И_1$	$И_1$+0,5*$И_2$	$И_1$+$И_2$+0,5*$И_3$	**(2,5*$И_1$+1,5*$И_2$+0,5*$И_3$)/3**

2.4.3. Необходим оборотен капитал

В съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

2.5. Норма на възвръщаемост

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. Приложената целева капиталова структура е от 50% собствен и 50% привлечен капитал.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} * \left(\frac{НВ_{ск}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} * НВ_{ПК} ,$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$Д_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$НВ_{СК}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$Д_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$НВ_{ПК}$ – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета (β) коефициента с ливъридж.

При утвърждаването на цените, прилагани от електроразпределителните дружества за втория регулаторен период, Комисията е определила норма на възвръщаемост от 12%, за третия регулаторен период – 7%, за четвъртия регулаторен период – 7,02%, а за петия регулаторен период – 6,67%, която да покрива специфичния и систематичен риск за инвеститорите.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

За изчисляване на цената на собствения капитал, Комисията прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM).

*НВск = Безрискова премия + β * Пазарна рискова премия*

2.5.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 0,4566% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 36-месечен период април 2018 г. – март 2021 г. по данни на Българската народна банка. Използването на статистически данни за период от 3 години има за цел да бъде обхванат по-дълъг етап от икономическия цикъл, за да се компенсират краткосрочните колебания на пазара и по този начин да бъдат избегнати еднократни ефекти, които указват силно влияние на крайния резултат, при разглеждането на кратки периоди. Предвид продължителността на регулаторния период от 3 години и обстоятелството, че съгласно Глава III от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост не се изменя по време на регулаторния период, е икономически обосновано при калкулациите да се използват данни за аналогичен времеви период.

2.5.2. β коефициент на активите

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business[22], съгласно която безлостовият β коефициент за 2021 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,55. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък β коефициент. Damodaran цитира и коригирана прогноза за β на активите, като корекцията се основава на предположението, че част от стойността на собствения капитал се състои от парични средства с β стойност, приета за нула. Стойностите, публикувани на сайта, са средно с 0,03 по-високи от реалните за енергийния сектор. При изчислението по-долу тези факти не са взети предвид, като е използван безлостов β коефициент от 0,55, въпреки че е възможно да се приеме и по-ниска стойност. Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества (50:50) и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 1,045.

2.5.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който

[22] http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran. Предвид мотивите, изложени в т. 2.5.1, изчисленията са направени за 3 годишен период, като получената стойност е в размер на 5,29% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 7,32%.

2.5.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,02% за България.

$HB_{СК} = 0{,}46\% + 1{,}045 * 7{,}32\% = 8{,}10\%$
$HB_{ПК} = 0{,}46\% + 2{,}02\% = 2{,}48\ \%$
$HB = 0{,}5*8{,}10\%/(1-10\%) + 0{,}5*2{,}48\% = 5{,}74\%$

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост за електроразпределителните дружества за първата година от шестия регулаторен период е определена на 5,74%.

2.6. Корекции по реда на чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР прилага и за първата година от регулаторния период корекция с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции, като корекцията отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, намалено с приложените през ценовите му периоди годишни корекции за инвестиции. Съгласно чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ за първата година от регулаторния период КЕВР може да приложи корекция с фактора Z.

2.6.1. Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период

На основание чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за петия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през петия регулаторен период, представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

2.6.2. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, както и тази, постъпила в Комисията с писма от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-62-105 от 26.04.2021 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-59 от 12.05.2021 г. и от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-56 от 12.05.2021 г., на основание чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2.7. Разходи за балансиране

В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране на технологичните разходи в размер на 1,80 лв./MWh, съответстващ на утвърдените разходи за балансиране за петия регулаторен период, тъй като не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

3. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година на шестия регулаторен период

3.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, в частта по т. II.6.1. цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00980 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03355 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00568 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00980	0,01104	**+12,65%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03355	0,03745	**+11,62%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00568	0,00618	**+8,80%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01989	0,02161	**+8,65%**

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 94,18 лв./MWh, с включени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължение към обществото“, като дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна

цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

3.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата година от шестия регулаторен период, са както следва:

– Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 133 364 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 109 088 хил. лв. (индексирани с инфлация за последната година от предходния регулаторен период – 115 619 хил. лв.);

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 118 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 61 734 хил. лв.;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 103 742 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,00% и утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи, цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължение към обществото“;

– РБА – 683 783 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период 588 290 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 6,67%, при утвърдена за петия регулаторен период 6,67%;

– Възвръщаемост – 45 608 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период в размер на 39 239 хил. лв.;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 306 039 MWh.

3.1.2. Становище на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-62-125 от 02.06.2020 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е представило становище по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

3.1.2.1. Прогнозна пазарна цена за технологичен разход

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че определената прогнозна пазарна цена ще е под реално постигнатата и отново няма да отрази реалните пазарни ценови нива, по които ще бъдат закупени количествата енергия за покриване на технологичните разходи през следващия ценови период, с оглед на постигнатите ценови нива на сделки на БНЕБ ЕАД в последните месеци, запазващата се тенденция на високи нива на CO_2 емисиите, както и посочените в доклада значително по-високи ценови нива на фючърсните сделки на HUDEX и EEX. Обръща внимание, че при определена от КЕВР занижена стойност на прогнозната пазарна цена и реализирана по-висока от утвърдената пазарна цена, в границата до +5%, дружеството ще генерира загуба, която няма да му бъде възстановена, което е в противоречие с чл. 31, т. 2 от ЗЕ. В тази връзка настоява прогнозната пазарна цена да бъде актуализирана със сделките и последните търгове, които ще се организират и сключат на платформата на националната и регионалните борси в периода до взимането на окончателното решение на Комисията.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в т. I от мотивите на това решение. Към настоящия момент на платформата на

БНЕБ ЕАД няма сключени сделки с период на доставка, съвпадащ с регулаторния/ценовия период. Следва да се има предвид, че в чл. 38 от НРЦЕЕ са предвидени условията и редът, при които се отчита разликата между постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи и утвърдената прогнозна пазарна цена. Освен това, в чл. 40, ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с § 1, т. 16а от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ е предвидена възможност за Комисията да отчете изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар, при условие, че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар.

3.1.2.2. Оперативни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че при започване на нов регулаторен период, в началото на който се определят основните ценови параметри, запазването на оперативните разходи на ниво отчет от предходна финансова година не кореспондира с планираното бизнес развитие на дружеството за новия регулаторен период, очакваната инфлация и допълнителните разходи, породени от нормативни промени. Според оператора утвърждаването на разходите на ниво отчет от 2020 г. не отразява възникналите за дружеството допълнителни разходи за следващата година в размер на 492 хил. лв., наложени от спазването на нормативните изисквания на европейското и българското законодателство в областта на киберсигурността, в т.ч. Закона за киберсигурност (обн. ДВ, бр. 94 от 2018 г.) и Наредбата за минималните изисквания за мрежова и информационна сигурност (обн. ДВ, бр. 59 от 2019 г.). Предвид изложеното поддържа искането си за признаване на експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ за първата ценова година на шестия регулаторен период в размер на 133 364 хил. лв.

Комисията приема горното възражение за неоснователно предвид изложеното в т. VII.2.1. от мотивите на това решение. Дружеството отчита сериозен ръст на тази група разходи през базисната година, в сравнение с останалите две от регулаторния период (9% спрямо 2019 г. и 15% спрямо отчетените стойности през първата година от предходния регулаторен период – 2018 г.), от което се налага изводът, че необходимата индексация във връзка с инфлацията през предходната година е предварително акумулирана. Независимо от обстоятелството, че за оператора на разпределителна мрежа са възникнали допълнителни разходи, свързани с изпълнението на нормативни изисквания на европейското и българското законодателство, които дружеството не може да контролира, те представляват малка част от общия обем на оперативните разходи, докато тези, които са контролируеми (разходи за заплати, за материали, услуги, наеми и др.), чиято целесъобразност и размер са в контрола на дружеството, следва да бъдат управлявани по начин, позволяващ на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД да изпълнява лицензионните си задължения съгласно определената регулаторна рамка.

С оглед равнопоставеност на електроразпределителните дружества, Комисията счита, че предложените от дружествата разходи в тази група следва да бъдат признати на ниво отчет от базисната година. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в регулаторната база на активите, както и в амортизационните разходи, са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което следва да доведе до намаляване на оперативните им разходи. Комисията не приема аргументите, че въпреки значителния размер на инвестициите през предходни регулаторни периоди, това не е довело до

осезаемо подобряване на ефективността и оптимизация на оперативните разходи, предвид факта, че целесъобразността и търсеният ефект от извършените инвестиции по пера е отговорност на управителните органи на оператора на разпределителна мрежа, съобразно бизнес програмата на дружеството и поставените от регулатора цели.

3.1.2.3. Балансова стойност на активите

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД не споделя приложения от КЕВР подход за определянето на средногодишна балансова стойност на възмездно придобитите активи, която участва в РБА. Посочва, че отразената в доклада „средна стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2021 г., 2022 г. и 2023 г.“ като разбиране съвпада с предложения от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД по-справедлив подход. При описаните в доклада нови обстоятелства, дружеството претендира нетната балансова стойност на възмездно придобитите активи, участваща в РБА, да бъде 544 632 хил. лв., формирана като средна на стойностите 606 663 хил. лв., 542 606 хил. лв. и 484 628 хил. лв.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Начинът на изчисление е подробно описан в т. VII.2.4.1. от мотивите на това решение. Подходът за изчисление на балансовата стойност на съществуващите активи, предложен от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, е неправилен, тъй като не отчита половината от натрупаната амортизация за първата ценова година от регулаторния период и осигурява на дружеството по-висока възвръщаемост чрез натрупване на такава върху вече амортизираната част от активите. Ако се направи аналогия с банковите продукти, предложеният от дружеството подход предполага годишно олихвяване на началното салдо по банкова сметка (вместо дневно/месечно и т.н.), без да се отчитат последващи дебитни операции през годината. Така предложеният подход противоречи на предвидения в чл. 23, т. 4 от ЗЕ принцип за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

3.1.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 130 229 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. Предвиденото от дружеството увеличение с 3 135 хил. лв., представляващи индексация с прогнозната инфлация в размер на 2,1% за 2021 г., съгласно приетата с Решение № 963 от 23.12.2020 г. на Министерски съвет актуализирана средносрочна бюджетна прогноза за страната за периода 2021-2023 г., е необосновано, тъй като при среден ръст на тази група разходи през ценовите години от регулаторния период от 3% до 5%, през последната година увеличението е в размер на 9,4%, т.е. прогнозната инфлация е предварително акумулирана.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 72 118 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„ЧЕЗ Разпределение България“АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	77 410	71 017	63 783

2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	- 10 521	- 9 792	- 9 052
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	66 889	61 225	54 731
4	**Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.**	**60 948**		
5	**Амортизация на инвестициите, хил. лв.**	**11 170**		
6	**Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.**	**72 118**		

– РБА е коригирана от 683 783 хил. лв. на 650 254 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2020 г., хил. лв.	748 859
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	108 751
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2020 г. (р.1-р.2), хил. лв.	640 108
4	Средна стойност на амортизациите (3*АМ1 + 2*АМ2 + АМ3 – 6*АМФ)/3, хил. лв.	125 950
5	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.**	**514 158**

б) среден номинален размер на инвестициите:

		2021 г. ***(И1)***	**2022 г.** ***(И2)***	**2023 г.** ***(И3)***
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	100 199	83 450	83 429
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	15 000	15 000	15 000
3	Амортизация – общо, хил. лв.	9 207	7 484	7 533
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	1 000	1 000	1 000
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	76 993	61 966	61 897
6	**Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.** $\boldsymbol{И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3}$	**105 460**		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 30 636 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са определени на 7,5% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 5,74%, съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) - 8 940 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}{}^{1}\right)_{t-1} \pm Р_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 318 595 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 326 581 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-62-105 от 26.04.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 301 046 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 467 634 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-62-105 от 26.04.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – (минус) 2 813 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 328 344 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 328 887 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени със заявление с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 482 118 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 370 019 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на

технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 124,46 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с писмо с вх. № Е-13-62-112 от 11.05.2021 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г

P_{t-2} – (минус) 2 680 хил. лв.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 1 178 хил. лв.

		2018 г. *(И1)*	**2019 г. *(И2)***	**2020 г. *(И3)***
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	94 736	110 702	78 052
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	10 735	12 945	15 697
3	Нетна амортизация, Аn, хил. лв.	6 690	12 304	6 241
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	77 311	85 453	56 114
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. *И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*	116 505		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	119 431		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, хил. лв. *(2,5*А1 + 1,5*А2 + 0,5*А3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	12 767		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	12 594		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%*3+(р.7-р.8)*3	-67		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	-1189		
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	-56		
12	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р.11)**	1178		

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, са следните:

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	130 229
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	114 856
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	650 254
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	514 158
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	105 460
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	30 636
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	37 325
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 8 940
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	1 178
9	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**346 766**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**9 306 039**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са, както следва:

- **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01076 лв./kWh,**
- **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03636 лв./kWh,**
- **цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,**
- **цена за достъп за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh,**

необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 346 766 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 306 039 MWh.

3.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.6.2. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00915 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03574 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01977 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00529 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00915	0,00611	-33,22%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03574	0,03037	-15,03%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00529	0,02617*	+394,71%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01977	0,02617	+32,37%

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на

електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 94,18 лв./MWh, с включени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължения към обществото“, като в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

3.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата година от шестия регулаторен период са, както следва:

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 127 299 хил. лв., при утвърдени за петия регулаторен период – 106 145 хил. лв. (индексирани с инфлация за последната година от предходния регулаторен период – 112 500 хил. лв.);
- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 96 293 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,00%;
- Разходи за амортизации на съществуващите активи – 66 604 хил. лв., при утвърдени за петия регулаторен период – 56 359 хил. лв.;
- РБА в размер на 627 364 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 630 679 хил. лв., в т.ч.:

а) призната балансова стойност на активите в размер на 717 761 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2021 г. – 2023 г. в размер на 107 205 хил. лв.;

в) необходим оборотен капитал – 27 949 хил. лв.;

г) балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 225 551 хил. лв.;

- Норма на възвръщаемост на капитала – 6,24%;
- Възвръщаемост – 39 148 хил. лв.;
- Корекция с фактора Z – (минус) -5 756 хил. лв.;
- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции – 822 хил. лв.

Дружеството предлага цената за достъп на битови клиенти да се начислява по същия начин както цената за достъп на небитови клиенти, т.е да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия, а да представлява постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е анализирало предоставената мощност на битовите клиенти, като се е съобразило с тяхната консумация през базовата 2020 г. въз основа, на която е изчислило предоставената мощност.

3.2.2. Становище на „Електроразпределение Юг“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-262-68 от 02.06.2021 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

3.2.2.1. Оперативни разходи

Дружеството възразява срещу приетия подход от регулатора да признае експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ на нивото от базисната 2020 г. с аргументите, изложени в т. 2.1. от единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества. В резултат на така възприетия подход от КЕВР за първата ценова година на шести регулаторен период върху разходите от базисната година не е приложена индексация с инфлацията за 2020 г. в размер на 1,7%, което води до непризнаване на оперативни разходи на стойност 2 128 хил. лв. Според дружеството одобрението за първата ценова година от пети регулаторен период на оперативни разходи от базисната година 2017 г., без да са индексирани с инфлацията през базисната година, води до изоставане в нивото на одобрените оперативни разходи спрямо реално необходимите. Този подход се отразява във всяка следваща година от регулаторния период поради факта, че регулаторът индексира оперативните разходи, одобрени в съответния предходен ценови период, с инфлационния индекс. В резултат на това непризнаването на индексация върху разходите от базисната година води до 6,9 млн. лв. непризнати оперативни разходи кумулативно за трите години от пети регулаторен период. Дружеството счита, че прилагането на същия подход за новия шести регулаторен период ще доведе отново до подобен размер на кумулативно непризнатите разходи за трите години от регулаторния период.

Операторът възразява срещу твърдението, че е възможно непризнатият поради неприлагане на инфлационен индекс OPEX от 6,9 млн. лв. кумулативно или около 2,3 млн. лв. средногодишно за пети регулаторен период, да се покрие от постигната ефективност от включените в РБА и в амортизационните разходи средства за инвестиции. Посочва, че разходите на дружеството са оптимизирани до такава степен, че 2,3 млн. лв. допълнително годишни спестявания е трудно да бъдат реализирани.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД изразява несъгласие и с твърдението, че „операторите на разпределителни мрежи отчитат сериозен ръст на тази група разходи през базисната година, в сравнение с останалите две от регулаторния период, от което се налага изводът, че необходимата индексация във връзка с инфлацията през предходната година е предварително акумулирана“. Според оператора при сравнение на годишното изменение на отчетените оперативните разходи от дружеството общо за материали, външни услуги и други разходи за трите години от пети регулаторен период ясно се вижда, че в последната година от пети регулаторен период, която е базисна за шести регулаторен период, тези разходи не само не се увеличават, но дори намаляват с 0,1% спрямо отчетените разходи през 2019 г.

В допълнение дружеството отбелязва, че разглеждането на оперативните разходи общо и индексирането им само с инфлационен индекс силно подценява изменението на разходите за персонал, тъй като факторите, които оказват най-съществено влияние върху тях, не са свързани само с инфлационен индекс.

Дружеството счита също, че регулаторът следва да прилага общ подход, който би бил икономически обоснован и справедлив за всички дружества, а именно за първата година от новия регулаторен период да признае оперативни разходи, като индексира разходите през базисната година с инфлацията за годината. В допълнение на общия подход, КЕВР следва да прилага диференциран подход, при условие че счита, че някое дружество необосновано е завишило разходите през базисната година, като ги коригира до нивото на нормално допустимите разходи.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството. Оперативните разходи на дружеството са нараснали за трите години от предходния период с 19 млн. лв. и въпреки отчетените инвестиции в размер на 262 млн. лв., постигнатите оптимизации на някои групи разходи, както са посочени от дружеството по-горе, се дължат на капитализиране на част от тях, а не на увеличаване на ефективността на дружеството. Комисията не приема аргументите, че въпреки значителния размер на инвестициите, това няма да доведе до подобряване на ефективността и оптимизация на оперативните разходи,

предвид факта, че целесъобразността и търсеният ефект от извършените инвестиции по пера е отговорност на управителните органи на оператора на разпределителна мрежа, съобразно бизнес програмата на дружеството и поставените от регулатора цели. В тази връзка КЕВР не приема твърденията, че през предходния пети регулаторен период, в резултат на прилагане на същия подход, оперативните разходи кумулативно за трите години са недофинансирани общо с 6,9 млн. лв. Ефектите от регулаторния подход „CAPEX for OPEX“ (т.е. стимулират се операторите на разпределителни мрежи да инвестират в мрежата за сметка на оптимизация на оперативните им разходи) се измерват чрез анализ на общото им финансово състояние TOTEX, т.е. не е коректно да се разделят, поради факта, че част от ефекта се постига напр. като намалени разходи в сравнение с одобрените за технологичен разход, които дават възможност да се дофинансират неоптимизирани разходи, като в крайна сметка се постига заложеният резултат.

С оглед равнопоставеност на електроразпределителните дружества, Комисията счита, че предложените от дружествата разходи в тази група следва да бъдат признати на ниво отчет от базисната година.

3.2.2.2. Цена за достъп за битови клиенти

„Електроразпределение Юг“ ЕАД не възприема изложените в доклада на КЕВР мотиви, с които се отхвърля предложението на дружеството за въвеждане на нов модел за формиране на цената за достъп за битови клиенти с аргумента, че постоянните разходи на дружеството не зависят от консумираната електрическа енергия и в тази връзка следва цената, която клиентите заплащат за покриване на тези разходи, да не бъде определяна на база консумирана електрическа енергия, а въз основа на равни месечни вноски, независещи от консумацията за конкретен месец, както е възприето по отношение цената за достъп за небитовите потребители. Счита, че предложеният от него метод не е в ущърб на енергийно уязвимите клиенти, а напротив – отлагането на въвеждането на подобен подход благоприятства единствено гражданите с повече от един недвижим имот, които не би следвало да попадат в групата на уязвимите клиенти и съответно не разпределя сред клиентите по справедлив начин постоянните разходи на дружеството.

Комисията приема за неоснователно възражението на оператора относно отхвърлянето на предложението му за въвеждане на нов модел за формиране на цената за достъп за битови клиенти. КЕВР не приема аргументите, че предложеният от дружеството метод не е в ущърб на енергийно уязвимите клиенти предвид факта, че обвързването на цената за достъп с предоставената мощност ще доведе до сериозно повишение на цената за клиентите с най-ниска консумация, съответно до намаление на цената при клиентите с най-високо потребление. Въз основа на редица публично достъпни проучвания и изследвания на основните категории клиенти и тяхното средномесечно потребление, както и на данни за клиентите, получаващи енергийни помощи, може да се направи обоснован извод, че по-голямата част от тези с най-ниска консумация са такива, които изпитват затруднения да заплащат сметките си за електрическа енергия, и които с голяма доза вероятност ще попаднат в категорията енергийно уязвими клиенти. Доколкото, обаче, към настоящия момент не съществува яснота относно критериите за установяване на това понятие, КЕВР счита за нецелесъобразна промяната на досегашния модел за определяне на цената за достъп за битови клиенти.

3.2.2.3. Признат размер на технологичния разход

Мрежовият оператор счита намаляването на размера на признатия технологичен разход за преждевременно, тъй като не отговаря на процесите, наблюдавани в момента при управлението на разпределителната мрежа в условия на значителен ръст в броя на присъединени генериращи мощности на ниво разпределителна мрежа.

Комисията приема за неоснователно възражението относно намаляването на размера на признатия технологичен разход, предвид аргументите от анализа, изложен в т. VII.2.2. от мотивите на това решение, в който е обсъдено и обстоятелството на значителен ръст в броя на присъединени генериращи мощности на ниво разпределителна мрежа.

3.2.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 125 171 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в РБА, както и в амортизационните разходи, са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което следва да доведе до намаляване на оперативните им разходи;

– Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 7,5% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.7. от единния подход;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 66 606 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	73 885	71 313	67 353
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-12 914	-12 914	-12 904
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	60 971	58 399	54 449
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	**57 940**		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	**8 666**		
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	**66 606**		

– РБА е коригирана от 627 364 хил. лв. на 628 214 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход, като включва:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (без активи, придобити по безвъзмезден начин) в размер на 492 035 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2021 г. – 2023 г. в размер на 107 206 хил. лв.;

	2021 г. *($И_1$)*	**2022 г. *($И_2$)***	**2023 г. *($И_3$)***

1	Инвестиции – общо, хил. лв.	100 524	93 498	91 018
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	19 500	20 200	20 800
3	Амортизация – общо, хил. лв.	7 013	6 044	5 955
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	780	808	832
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	74 791	68 062	65 095
6	**Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.** $\boldsymbol{И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3}$	**107 206**		

в) необходим оборотен капитал – 28 973 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 5,74% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -8 502 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}^{1}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 303 564 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 309 343 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-262-59 от 12.05.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 646 245 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – (минус) -3 384 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 307 106 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 311 282 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-39 от

31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 589 062 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 123,16 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) - 346 хил. лв.;

Z_{t-1} – (минус) - 3 085 хил. лв.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 822 хил. лв.

		2018 г. *(И1)*	**2019 г. *(И2)***	**2020 г. *(И3)***
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	93 432	75 396	93 329
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	24 881	23 190	17 638
3	Нетна амортизация, Ап, хил. лв.	7 083	4 219	6 148
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	61 468	47 987	69 544
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. *И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*	86 807		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	95 934		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*А1 + 1,5*А2 + 0,5*А3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.	9 037		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	8 154		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.5-р.6)*6,67%*3+(р.7-р.8)*3	822		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	0		
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	0		
12	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р. 11)**	**822**		

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. До настоящия момент Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Формирането на цената за достъп по предложения начин е нецелесъобразно, тъй като ще засегне на практика най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, Р България все още не е въвела ясни критерии за дефиниране и защита.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	125 171
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	106 609
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	628 214
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	492 035
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 206
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	28 973
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	36 059
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-8 502
8	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	822
9	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**326 766**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**8 637 854**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са, както следва:

- **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00994 лв./kWh;**
- **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03783 лв./kWh;**
- **цена за достъп за небитови клиенти – 0,02060 лв./kW/ден;**
- **цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh,**

необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 326 766 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh.

3.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, в частта по т. II.6.3. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01285 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03531лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02053 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00890 лв./kWh.

3.3.1. Предоставена от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „Електроразпределение Север“ АД и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Север“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01285	0,01304	+1,48%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03531	0,03582	+1,44%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00890	0,00903	+1,46%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02053	0,02083	+1,46%

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 94,18 лв./MWh, с включени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължения към обществото“, като в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата година от шестия регулаторен период са, както следва:

– Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 101 949 хил. лв., при утвърдени за петия регулаторен период – 82 457 хил. лв. (индексирани с инфлация за последната година от предходния регулаторен период – 87 394 хил. лв.);

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 69 612 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 9,00%;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 37 013 хил. лв.;

– Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 7 272 хил. лв.;

– Годишни амортизационни отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин – 2 799 хил. лв.;

– РБА в размер на 260 941 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 263 305 хил. лв., в т.ч.:

а) призната балансова стойност на активите в размер на 191 363 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2021 г. – 2023 г. в размер на 48 133 хил. лв.;

в) необходим оборотен капитал – 21 445 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 6,67%;

– Корекция с фактора Z – (минус) -11 402 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период – (минус) -541 хил. лв.

3.3.2. Становище на „Електроразпределение Север“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-273-102 от 02.06.2021 г. „Електроразпределение Север“ АД е представило становище по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Дружеството възразява срещу определената норма на възвръщаемост преди данъчно облагане в размер на 5,74% с аргумента, че НВ е независим икономически показател, който оказва влияние върху инвестиционния климат в страната и за неговото определяне имат значение не само конкретните индикатори, но и сравнението в условията за инвеститорите в различните периоди и региони. Посочва, че предлаганата от КЕВР норма на възвръщаемост остава по-ниска от тази в други страни от централна и източна Европа, като например Гърция – 6,97% и Чехия – 6,54%. В тази връзка счита, че нормата на възвръщаемост не следва да бъде намалявана спрямо утвърдената за изтичащия регулаторен период.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството. Подробни аргументи относно начина на определяне на НВ са изложени в т. VII.2.5. от мотивите на това решение. Следва да се отбележи, че определената по-висока НВ в други страни от централна и източна Европа се дължи на специфични за тези държави условия (напр. в Чехия корпоративната данъчна ставка е в размер на 19%).

3.3.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 100 245 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.1. от единния подход;

– Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 8,5%, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 41 486 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Север“ АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	40 510	37 144	33 385
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-2 876	-2 711	-2 809
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	37 634	34 433	30 576

4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	**34 214**
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	**7 272**
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	**41 486**

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.7. от единния подход;

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 22 028 хил. лв. на 22 235 хил. лв., съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 5,74% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -15 102 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}^{1}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 212 288 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 223 117 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-273-56 от 12.05.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 445 154 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – (минус) -4 276 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 207 775 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 211 805 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 530 575 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 121,56 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) - 6 255 хил. лв.;

Z_{t-1} – (минус) - 1 980 хил. лв.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) -1 230 хил. лв.

		2018 г. *(И1)*	**2019 г. *(И2)***	**2020 г. *(И3)***
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	42 895	46 346	38 785
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	2 031	1 952	3 604
3	Нетна амортизация, Аn, хил. лв.	5 539	5 897	3 084
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	35 326	38 497	32 098
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. *И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*	54 036		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. , хил. лв.	56 056		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*А1 + 1,5*А2 + 0,5*А3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.	8 078		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. , хил. лв.	8 484		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.5-р.6)*6,67%*3+(р.7-р.8)*3	-1 622		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	-385		
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	-7		
12	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р. 11)**	**-1 230**		

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	100 245
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	77 636

3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	261 731
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	191 363
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	48 133
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	22 235
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	15 023
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-15 102
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 230
9	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**218 059**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**5 490 283**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД, са както следва:

- **цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01312 лв./kWh;**
- **цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03583 лв./kWh;**
- **цена за достъп за небитови клиенти – 0,02073 лв./kW/ден;**
- **цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh,**

необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 218 059 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, в частта по т. II.6.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01349 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04429 лв./kWh.

3.4.1. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия до/през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2021 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

3.4.2. Становище на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-09-14 от 01.06.2021 г. „Електроразпределение Златни пясъци“ АД е представило становище по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Дружеството счита, че при изчисляване на предложените цени е допусната техническа грешка, тъй като експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са 1 701 хил. лв., а в доклада са посочени 866

хил. лв. Обръща внимание, че в Справка № 1 за оперативните резултати за базисната година (2020 г.) са представени стойностите на „разходите за експлоатация и поддръжка“ в размер на 979 хил. лв. и „административни и с общо предназначение“ разходи в размер на 722 хил. лв., като общо стойността на експлоатационните и административни разходи (без закупена енергия за технологични разходи) е 1 701 хил. лв.

Комисията приема за основателно възражението на дружеството, като коригираните стойности са отразени по-долу в мотивите на решението.

3.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за първата ценова година от шестия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2020 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са признати на стойност от 1 701 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени .т. 2.1. от единния подход.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е определена в размер на 240 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.т. 2.3. от единния подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

	„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	317	293	217
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-79	-79	-55
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	238	214	162
4	**Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.**	**205**		
5	**Амортизация на инвестициите, хил. лв.**	**35**		
6	**Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.**	**240**		

– Регулаторната база на активите е определена в размер на 1 867 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2020 г., хил. лв.	2 243
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	457
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2020 г. , хил. лв. (р.1-р.2)	1 786
4	Средна стойност на амортизациите, хил. лв. (3*АМ1 + 2*АМ2 + АМ3 – 6*АМФ)/3	435
5	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период, хил. лв. (р.3-р.4)**	**1 351**

б) среден номинален размер на инвестициите:

	2021 г. *(И1)*	**2022 г. *(И2)***	**2023 г. *(И3)***

1	Инвестиции – общо, хил. лв.	233	159	188
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	20	0	0
3	Амортизация – общо, хил. лв.	9	37	59
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	0	1	1
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	204	123	130
6	**Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.** ***И = (2,5*И₁ + 1,5*И₂ + 0,5*И₃)/З***	**253**		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 263 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са запазени на 5% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е определена на 5,74% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 1 252 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}^{1}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 342 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 1 955 хил. лв., съгласно представената информация с писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г.и писмо с вх. № Е-13-09-12 от 13.05.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 57 904 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 33 804 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – 28 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 2 734 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 1 955 хил. лв. съгласно представената от Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г.относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 72 516 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 51 848 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 1 от НРЦЕЕ, в размер на 124,46 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -57 хил. лв.;

Z_{t-1} – 583 хил. лв.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) -27 хил. лв.

		2018 г. ($И_1$)	**2019 г. ($И_2$)**	**2020 г. ($И_3$)**
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	360	208	74
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	83	0	2
3	Нетна амортизация, Аn, хил. лв.	6	27	38
4	Номинален размер на инвестициите , хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	271	181	34
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$	322		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. , хил. лв	335		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*А_1 + 1,5*А_2 + 0,5*А_3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв	25		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. , хил. лв	44		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%*3+(р.7-р.8)*3	-60		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	-16		
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	-17		
12	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р. 11)**	-27		

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, са следните:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	1 701
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	400

3	Разходи за амортизации	240
4	Регулаторна база на активите	1 867
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 351
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	253
4.3.	Необходим оборотен капитал	263
5	Норма на възвръщаемост на капитала	5,74%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	107
7	Корекция с фактор Z	1 252
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	-27
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**3 673**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**49 907**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

- **цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;**
- **цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06035 лв./kWh,**

необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 3 673 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 49 907 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г.от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2021 г.от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-11 от 31.03.2021 г.от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, в качеството си на краен снабдител, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови, респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е постъпило писмо с вх. № Е-13-77-5 от 24.03.2021 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

1. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроснабдителните дружества

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен единен подход, както следва:

1.1. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е утвърдена в размер на 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия.

1.2. Необходимите годишни приходи на крайните снабдители за ценовия период отразяват прогнозните разходи за покупка на електрическа енергия за снабдяване на крайните клиенти, изчислени на основата на годишната прогноза за потребление за клиентите, присъединени към съответната мрежа на ниско напрежение и

среднопретеглена цена за енергия. Среднопретеглената цена за покупка на електрическа енергия е формирана на база индивидуалните прогнозни количества и цената за закупуване на електрическа енергия от обществения доставчик, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

1.3. В цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Към настоящия момент такива прогнозни разходи не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната обоснованост, тъй като не е налице яснота относно възможностите за тяхното обезпечаване посредством финансиране чрез различни инструменти или комбинация от тях (в т.ч. безвъзмездна финансова помощ, нисколихвени и държавно гарантирани заеми, други финансови стимули за привличане на инвестиции от частния сектор, европейски фондове и програми и т.н.). В допълнение, разпределението на индивидуални цели за енергийни спестявания обхваща освен предприятия от сектор „Електроенергетика“ и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Това, в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания, ще доведе до ситуация крайните клиенти на електрическа енергия да финансират разходи по изпълнени мерки за енергийна ефективност в други сектори и на практика е възможно да доведе до чувствително и необосновано увеличение на цената за задължения към обществото.

1.4. В цените не са включени разходи за несъбираеми вземания. Не може да се приеме за обосновано, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружествата е в интерес на клиентите, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружествата. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружествата да полагат усилия за събирането им по реда на ГПК.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроснабдителните дружества за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г., „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.7.1., на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

„ЧЕЗ Електро България“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14072	0,14189	**+0,83%**
- Нощна	0,05997	0,10844	**+80,82%**
2. Една скала	**0,14072**	**0,12643**	**-10,15%**

Прогнозата на „ЧЕЗ Електро България“ АД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

– Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР цени на обществения доставчик;

– Разходи за балансиране на стойност 14 514 хил. лв.;

– Възвръщаемост на регулаторната база – 4 488 хил. лв.;

– Компонента за дейността – 41 122 хил. лв.;

– Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 3 082 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 933 хил. лв. и некомпенсирани разходи за небаланси – 29 765 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 384 906 MWh.

„ЧЕЗ Електро България“ АД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от задължения, свързани с изпълнение на индивидуалните цели за енергийни спестявания, съгласно чл. 14, ал. 4, чл. 14а, ал. 4, чл. 15, ал. 6 и чл. 20 от Закона за енергийната ефективност, съдържащо:

– искане за компенсиране на разходите за изпълнение на определената му индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за 2021 г., а именно 14,303 GWh, в размер на 379 хил. лв.;

– искане за компенсиране на разходите за изпълнение на определената му индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за периода от 01.01.2017 г. до 30.06.2020 г., включително компенсиране на разходите за изпълнение на определената кумулативна индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за 2020 г., а именно 570 505 GWh, в размер на 15 030 хил. лв.

2.1.2. Становище на „ЧЕЗ Електро България“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-47-17 от 02.06.2021 г. и вх. № Е-13-47-19 от 11.06.2021 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Дружеството изразява несъгласие с определянето на компонента за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в размер на 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. Според крайния снабдител същата е определена като общ размер, което създава условия и води до липса на прозрачност при осъществяване на

правомощията на Комисията в областта на ценовото регулиране на крайния снабдител. Посочва, че от доклада по никакъв начин не става ясно каква част от компонентата е за покриване на оперативните разходи, каква за разходи за балансиране и каква за осигуряване на възвръщаемост на капитала, отделно от това не става ясно и кои точно разходи са признати и включени в компонентата и кои не са. Дружеството твърди, че при определянето на компонентата за дейността не са отчетени в пълния им обем лицензионните задължения на крайния снабдител и законовите задължения, които се вменяват с непрекъснатите изменения в нормативната уредба. Като пример са посочени задълженията, вменени с нормативни и/или административни актове на крайните снабдители във връзка с обявеното с решение на Народното събрание от 13 март 2020 г. извънредно положение на територията на Република България, както и задълженията за събиране вземанията на електроразпределителните дружества от крайни клиенти за предоставяните от тях услуги и свързания с това риск от несъбирането им, който е изцяло за крайните снабдители. „ЧЕЗ Електро България“ АД посочва също, че доставчиците на регулиран пазар правят допълнителни разходи за фактуриране и инкасиране, вкл. разходи за персонал, услуги от доставчици на услуги по отпечатване, пликоване и разнасяне на фактури, инкасиране на плащания от клиентите, ИКТ услуги, офиси и др., както и разходи за работа с потребители и за тяхната издръжка, вкл. разходи за персонал, ИКТ услуги, издръжка на офиси и търговски центрове, събиране на просрочени вземания и др., като всички изброени разходи се поемат и заплащат единствено и само от крайния снабдител без участието на електроразпределителното дружество. В тази връзка отбелязва, че горните примери показват неравнопоставеното третиране, осъществявано от Комисията, не само между двата сегмента – свободен и регулиран пазар, а такова между отделните крайни снабдители – „ЧЕЗ Електро България“ АД е единственото дружество, което предварително издава, пликова и доставя до всичките си крайни клиенти хартиени фактури за задълженията им за електроенергия и мрежови услуги и независимо от множеството предложения до регулатора за оптимизиране на тази практика, до момента Комисията не е взела отношение по нито едно искане на компанията, в допълнение все още няма произнасяне от Комисията по внесения проект на нови Общи условия, които биха дали реална възможност на крайния снабдител да оптимизира оперативните си разходи. „ЧЕЗ Електро България“ АД подчертава, че условно-постоянните му разходи не се влияят от обема и цената за покупка на електрическа енергия, а зависят изцяло от броя битови клиенти, които дружеството обслужва и които относително запазват своя брой.

„ЧЕЗ Електро България“ АД възразява срещу частичното признаване на разходи за балансиране. Предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, дружеството настоява Комисията да признае в необходимите приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране за следващия ценови период – 14 514 хил. лв. или 3,31 лв./MWh. Освен гореизложеното, „ЧЕЗ Електро България“ АД апелира в окончателното ценово решение Комисията да преразгледа подхода си по отношение изработването на механизъм за компенсиране на некомпенсирани разходи за балансиране за периода от 01.06.2014 г. – 28.02.2021 г. в размер на 29 765 хил. лв.

„ЧЕЗ Електро България“ АД изразява несъгласие с изложените в доклада мотиви за невключването в цените на разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания и не приема довода, че към сегашния момент такива прогнозни разходи не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната обоснованост, тъй като не е налице яснота относно възможностите за тяхното обезпечаване. Оспорва също така и позицията на КЕВР, че такива разходи не са обосновани от дружеството и че е направена обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени при положение, че в ценовото заявление е представило детайлна информация относно предприетите от дружеството мерки в посока изпълнение на вмененото му със ЗЕЕ задължение. Посочва, че за периода 2017-2020 г. Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) е признала на дружеството изпълнение в размер на 12,623 GWh, което е видно от поддържания от АУЕР публичен

регистър на задължените лица. Това изпълнение е постигнато чрез редица мерки, приложени от дружеството, подробно описани в подаденото до КЕВР заявление и регистрирани 70 бр. удостоверения за енергийни спестявания. Извършените дейности за постигане на тези спестявания не са довели до никакви приходи от страна на „ЧЕЗ Електро България“ АД, като в по-голямата си част придобиването на удостоверенията е реализирано чрез покупка в рамките на групата на ЧЕЗ в България при стриктно спазване на всички финансово-счетоводни изисквания за осъществяване на сделки между свързани лица, което гарантира, че направените разходи са правомерни и икономически целесъобразни. Придобиването от трети лица извън групата е реализирано чрез проведена тръжна процедура с критерий най-ниска цена и така е постигната икономическа оптимална целесъобразност, както и чрез дарение от УМБАЛСМ Пирогов. Същевременно обръща внимание, че направените разходи са невъзстановими за дружеството. Крайният снабдител отбелязва, че в условията на регулирани цени на електрическата енергия в този сегмент не са налице условия енергийната ефективност да бъде развивана и предлагана на принципа на свободен конкурентен пазар. Не са въведени и механизми на държавно ниво, чрез които създаването на пазар за енергийно ефективни услуги към крайни клиенти да бъде насърчено. Същевременно, наличните финансови механизми за отпускане на безвъзмездни средства в областта са насочени към крайните потребители, в това число държавни и общински органи, предприятия и битови потребители, а не към задължените лица. Това не само лишава крайния снабдител от възможност тези средства да бъдат използвани за изпълнение на задълженията по ЗЕЕ, но допълнително нарушава пазарните условия, като поставя предоставянето на услуги по енергийна ефективност от страна на дружеството в конкуренция спрямо безвъзмездно финансиране, предоставяно по различни национални, европейски и международни програми и финансови механизми. Предвид гореизложеното и на основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ „ЧЕЗ Електро България“ АД предявява искане да бъдат признати разходите за изпълнение на определената индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за 2021 г., а именно 14,303 GWh, в размер на 379 хил. лв., които следва да му бъдат възстановени чрез утвърдените от КЕВР цени за електрическата енергия за следващия регулаторен периода. В допълнение прави искане за компенсиране и на разходите за изпълнение на индивидуалната цел на „ЧЕЗ Електро България“ АД за постигане на енергийни спестявания за периода от 01.01.2017 г. до 30.06.2020 г., включително компенсиране на разходите за изпълнение на определената кумулативна индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за 2020 г., а именно 570,505 GWh, в размер на 15 030 хил. лв.

„ЧЕЗ Електро България“ АД изразява несъгласие във връзка с непризнаването на заявените разходи за несъбираеми вземания и не приема изложените в тази връзка аргументи. Според дружеството е ноторно известно, че крайните снабдители са единствените по рода си доставчици на енергийния пазар, които нямат право да избират кои клиенти да снабдяват, както и нямат право да откажат започване на продажба и именно поради тези им наложени със закон задължения и даже ограничения, те не следва да бъдат сравнявани с останалите участници на пазара, които имат правото да действат по свободно определени от тях условия и по отношение на договарянето с клиентите, и по отношение на ценообразуването.

Крайният снабдител счита, че в доклада отново не са спазени принципите на разходноориентирано ценообразуване, справедливо третиране на всички клиенти и недопускане на кръстосано субсидиране между отделните тарифи, които изискват цените да са определени по прозрачен и недискриминационен начин и да са съобразени с пазарните принципи и с очакваните промени в електроенергийния пазар. Посочва, че исторически утвърждаваната нощна тарифа за електрическата енергия за снабдяване на клиентите на дружеството винаги е била по-ниска от утвърждаваната дневна тарифа от страна на Комисията. В тази връзка намира, че е справедливо и икономически обосновано да бъде преодоляна практиката на кръстосано субсидиране между отделните тарифи, като не се определят тарифи в пъти по-ниски от себестойността на разходите за закупуването на електроенергията.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Представените от дружеството аргументи, както и ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД

не съответстват на ЗЕ и НРЦЕЕ. Комисията е утвърдила компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба.

По отношение на възражението на дружеството, че не става ясно каква част от компонентата е за покриване на оперативните разходи и каква за осигуряване на възвръщаемост на капитала, следва да се има предвид, че в разпоредбата на чл. 10, ал. 5, изр. второ от НРЦЕЕ изрично е посочено, че компонентата се определя като обща стойност, без да се посочва конкретният размер на елементите, който я формират. Компонентата има динамичен характер и предполага при оптимизация на отделен елемент от нея, като например разходите за балансиране, дружеството да получи по-висока възвръщаемост/да компенсира по-високи оперативни разходи и обратно. При определяне на тази компонента Комисията в изпълнение на чл. 3, ал. 6 от НРЦЕЕ използва подход, при който анализира общото финансово състояние на дружествата и ръководейки се от принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31, т. 4 от ЗЕ определя общ размер на маржа (разликата между приходите и разходите за електрическа енергия), който дружеството следва да реализира. По този начин се осигурява гъвкавост на регулираното дружество и допълнителен стимул да оптимизира разходите си, с което да си осигури по-висока възвръщаемост. В тази връзка компонентите на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, като разходи за дейността, възвръщаемост и разходи за балансиране, са динамични, като увеличението, съответно намалението на всяка от тях, се отразява на реализираната възвръщаемост.

Комисията счита възражението относно разходите за балансиране за неоснователно. Както е посочено по-горе компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е утвърдена в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба.

Комисията счита възражението относно включването на разходи за несъбираеми вземания за неоснователно. Както е посочено по-горе компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е утвърдена в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба. Независимо от това, Комисията не може да приеме за обосновано включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружеството, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс, е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружеството. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Невъзможността за постигане на 100% събираемост на вземания от предоставени стоки, услуги и др. е присъща на всяка една стопанска дейност, в т.ч. и доставката на електрическа енергия. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружеството да полага усилия за събирането им по реда на ГПК. Следва също така да се има предвид, че не съществува работещ механизъм, по който Комисията да оценява при всеки един конкретен случай дали действително дружеството е предприело всички необходими действия по събиране на едно вземане и дали несъбираемостта наистина е в резултат на независещи от крайния снабдител

обстоятелства или е възникнала по причини изцяло в сферата на отговорност на дружеството.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност. В представените от дружеството удостоверения за енергийни спестявания правят впечатление подмяната на транспортни средства в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД в периода 2014-2018 г. и подмяната на стари механични електромери в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, като не са представени доказателства как транспортните средства на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД спомагат за постигане на определените на „ЧЕЗ Електро България“ АД индивидуални цели за енергийни спестявания, нито доказателства, че тези разходи и разходите за подмяна на електромери не са възстановени чрез регулираните цени на мрежовия оператор, както и че чрез претендираните разходи за енергийна ефективност крайният клиент няма да ги заплати отново. За част от удостоверенията изрично е посочено, че са получени от дружеството чрез договор за дарение, което по подразбиране изключва извършването на каквито и да било разходи за придобиването им.

По отношение на искането Комисията да преустанови практиката на кръстосано субсидиране между отделните тарифи следва да се има предвид, че утвърждаването на различни цени за дневна и нощна енергия не представлява кръстосано субсидиране по смисъла на чл. 31, т. 6, б. „а“ във връзка с § 1, т. 31 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, тъй като ползващите дневна и нощна енергия не представляват отделни групи клиенти. Освен това при изпълнение на правомощията си за ценово регулиране Комисията се ръководи освен от принципите по чл. 23 и 24 и от принципа за въвеждане на динамично ценообразуване съгласно критериите, посочени в разпоредбата на чл. 31, т. 12 от ЗЕ, което означава, че утвърждаването на различни тарифи за крайните клиенти трябва бъде не само насърчавано, но и надградено.

2.1.3. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „ЧЕЗ Електро България“ АД се установи, че дружеството е предложило стойности на ценообразуващите елементи, които не са в съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. Съгласно тази разпоредба размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. В чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е посочено, че в утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия не се включват цената за задължения към обществото и разходи за балансиране, като последните са част от компонентата за дейността (арг. от чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ). Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не предвижда включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни

спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозират разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

В резултат на гореизложеното и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик и цената за задължения към обществото цените на „ЧЕЗ Електро България“ АД са, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14666
- Нощна	0,06245
2. Една скала	**0,14666**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,59 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 539 939 хил. лв.

Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. **Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01197 лв./kWh;**
2. **Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03636 лв./kWh;**
3. **Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh.**

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2021 г., „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.7.2., на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2021 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14118	0,14118	0,00%
- Нощна	0,05787	0,05873	1,49%
2. Една скала	**0,14118**	**0,14118**	0,00%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. в размер на 3 897 686 MWh;

– Използвана е утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ в размер на 7%.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност, съдържащо:

– искане за компенсиране на разходи в размер на 9 832,00 лв. за финансиране на мерки за повишаване енергийната ефективност при краен клиент за постигане енергийни спестявания при крайна енергия в размер на 9,32 MWh/г. и 27,96 MWh/г. първична енергия, потвърдени с удостоверение за енергийни спестявания № 1765/12.04.2019 г. на Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР);

– искане за въвеждане на инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания, произтичащи от задълженията на Република България, поети като национални цели за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания в първичното и в крайното енергийно потребление за периода от 01.01.2014 г. до 31.12.2020г. и периода от 01.01.2021 г. до 31.12.2030 г., с цел осигуряването на необходимите на дружеството средства за изпълнението на наложеното задължение за участие в схемите за енергийни спестявания съгласно чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на

директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО (ОВ, L 315/1 от 14 ноември 2012 г.) и на Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите, или алтернативно:

– искане на база на реализирани мерки за енергийна ефективност и необходимите за тях средства за включване в необходимите приходи на дружеството на сумата от 185 906 374,55 лв. без ДДС за периода 2017 г. – 2020 г. и за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2022 г., необходими за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност. Искането е обосновано на база изготвен анализ, според който изчислената средна претеглена цена за спестен MWh енергия е в размер на 780,37 лв., без ДДС, като изчисленията са направени на база изпълнени алтернативни мерки за енергийна ефективност по различни програми в публичния сектор, отчетени в Национален план за действие по енергийна ефективност 2018 г. Съгласно публикуван от АУЕР проект на поименен списък на задължените лица по чл. 14а, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2021 г., на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е определена цел в размер на 12,228 GWh, както и прогнозна индивидуална цел за енергийни спестявания в размер на 13,622 GWh за 2022г. съгласно Интегрирания план в областта на енергетиката и климата на Република България за 2021г. – 2030г. При запазване на досегашната политика, изискваща от задължените лица да финансират мерки при крайните клиенти, изразяващи се в подмяна на дограма, подмяна на електроуреди, саниране и т.н., то на дружеството ще е необходима сумата от 14 861 756,47 лв., без ДДС, за да може да финансира мерки, с които да изпълни определените му годишни цели за изпълнение за календарната 2021 г. и за първата половина на 2022 г.

2.2.2. Становище на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-49-16 от 02.06.2021 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД възразява срещу общия подход на Комисията да не се признават и да не бъдат включени в необходимите годишни приходи средства, необходими за изпълнението на наложените на крайния снабдител индивидуални цели за енергийни спестявания. Отбелязва, че за изпълнението на политиката за енергийна ефективност и в частност на схемата за задължителни енергийни спестявания е необходимо да бъде регламентиран ясен механизъм за нейното финансиране и подсигуряване на средства за обезпечаване на тези разходи, като в тази връзка е предложило как това финансиране би могло да се осъществи чрез много различни инструменти или комбинация от тях (в т.ч. безвъзмездна финансова помощ, нисколихвени и държавно гарантирани заеми, други финансови стимули за привличане на инвестиции от частния сектор, европейски фондове и програми и т.н.). Посочва, че именно липсата на национален механизъм, определящ инструментите за финансиране на схемите за задължителни енергийни спестявания (схеми за задължени лица), лишава задължените лица от възможността ефективно и съразмерно с техните задължения, произтичащи от лицензионната им дейност, да участват в процеса по реализация при крайните клиенти на мерки, водещи до енергийни спестявания. Подчертава, че въвеждането на подходящ механизъм в схемата за задължителни енергийни спестявания, за да се осигури възстановяването на разходите, които задължените страни правят за изпълнението на своите индивидуални цели за икономии на енергия, важи с особена сила за енергийни пазари, където крайните клиенти използват енергийни услуги по регулирани цени и финансирането на мерки за енергийна ефективност на пазарен принцип от регулирани в приходите им дружества е на практика невъзможно.

Дружеството изразява несъгласие с мотива на Комисията, че прогнозните разходи на дружеството не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната обоснованост, тъй като не е налице яснота относно възможностите за тяхното обезпечаване посредством финансиране чрез различни инструменти или комбинация от тях, като твърди, че задължението на Комисията да признае разходите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД за изпълнение на наложеното задължение за енергийна ефективност е уредено нормативно с разпоредбата на чл. 35, ал. 1 от ЗЕ, който предвижда, че енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност, а съгласно алинея пета от същия член начинът на компенсирането на разходите се извършва чрез методика за разпределение на тези разходи по прозрачен начин между всички крайни клиенти, включително ползващите електрическа енергия от внос, присъединени към електроенергийната система, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, и/или по друг ред, предвиден в закон. Способите за събиране на задълженията за обществото от крайните клиенти са уредени нормативно чрез цената за задължения към обществото, която се дължи от всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система. Обръща внимание, че вследствие на последните промени в ЗЕЕ задължените лица, сред които и регулирани енергийни дружества, няма да могат да изпълняват индивидуалните цели си за енергийна ефективност чрез покупка на удостоверения за енергийни спестявания, а следва да бъдат административно и/или финансово ангажирани в изпълнението на мерките. В подкрепа на основателността на исканията си, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД се позовава на мотивите на съда, изложени в Решение № 4780 от 02.09.2020 г., постановено по адм. д. № 8727 от 2019 г. по описа на Административен съд – София град, че от гледна точка на ценообразуването компенсирането на разходите за енергийна ефективност е възможно да се осъществи по два начина – чрез признаването им и включването им в икономически обоснованите разходи, които участват във формирането на компонентата за дейността „крайно снабдяване“ или чрез цената за задължения към обществото.

В заключение счита, към настоящия момент „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е изправено пред обективна невъзможност за изпълнение на поставените му цели поради липса на работещ и одобрен от държавата механизъм за финансиране на мерките за повишаване на енергийната ефективност при крайните потребители, като очаква КЕВР да предвиди и гарантира необходимия финансов ресурс за постигането на националната кумулативна цел за енергийна ефективност или активно да се ангажира в преразглеждането на схемата за задължителни енергийни спестявания на национално ниво с цел навременното избягване на евентуални финансови сътресения за енергийния сектор и крайните клиенти в резултат на кризисна необходимост за изпълнение на националната кумулативна цел за енергийни спестявания.

Комисията не приема горното възражение за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. Не може да бъде споделено разбирането на крайния снабдител, че предварителното финансиране на разходите за енергийна ефективност следва да се осигури изцяло чрез цената за задължения към обществото или чрез включването им в необходимите приходи на дружеството. Подобно разбиране напълно игнорира паралелното наличие на множество алтернативни източници на средства, които могат да бъдат използвани за постигане на индивидуалните цели, чието ангажиране, обаче, е извън компетенциите на КЕВР. В тази връзка Комисията счита, че осигуряването на пълния финансов ресурс за целите на енергийната ефективност единствено чрез цените на електрическата енергия не намира в достатъчна степен нормативна опора в съществуващото енергийно законодателство.

В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми, и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозират разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

2.2.3. Ценообразуващи елементи

В съответствие с мотивите, изложени по т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозират разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

След извършен анализ на заявлението на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик и цената за задължения към обществото, цените на дружеството са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14433
- Нощна	0,05812
2. Една скала	**0,14433**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,59 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 479 945 хил. лв.

Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01197 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03783 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-11 от 31.03.2021 г., „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.7.3., на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2021 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14257	0,14517	**1,82%**
- Нощна	0,05562	0,05664	**1,83%**
2. Една скала	**0,14257**	**0,14517**	**1,82%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител и утвърдената цена за задължения към обществото;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 5 от НРЦЕЕ – 7%;

– Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 2 701 200 MWh;

– Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 4 501 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 9 798 хил. лв.

2.3.2. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-46-22 от 01.06.2021 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище.

Дружеството отбелязва, че съгласно Закона за енергийната ефективност на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, в ролята на краен снабдител, е заложена индивидуална цел за енергийни спестявания, като постигането на тази цел е свързано или с разходи на дружеството за мерки за енергоспестяване или с вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“. Посочва, че непризнаването на разходи за тази дейност в необходимите приходи, поставя дружеството в невъзможност да акумулира необходимите средства за осъществяването на вменените му от нормативната уредба мерки за енергийна ефективност. Предвид горните аргументи и на основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ прави искане Комисията да признае заявените разходи, свързани с наложени нормативни задължения за енергийна ефективност, чиито размер възлиза на 4 501 хил. лв.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

2.3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ на заявлението на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14778
- Нощна	0,05787
2. Една скала	**0,14778**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,59 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 332 615 хил. лв.

Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. **Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01197 лв./kWh;**
2. **Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03583 лв./kWh;**
3. **Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh.**

2.4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

2.4.1 „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление или не е представило информацията по чл. 41 от НРЦЕЕ, Комисията може служебно да утвърди необходими годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. Становище на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-77-7 от 03.06.2021 г. „ЕСП Златни пясъци“ ООД е представило становище.

Дружеството посочва, че в доклада на КЕВР за утвърждаване на цени е допусната фактическа грешка, изразяваща се в неточно отразяване на заявените от „ЕСП Златни пясъци“ ООД прогнозни количества електрическа енергия в частта, касаеща цената на обществения доставчик, като настоява същите да бъдат коригирани от 742 MWh на 927 MWh.

Комисията счита възражението на дружеството за основателно, като съответната корекция е извършена по-горе.

2.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-77-5 от 24.03.2021 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, цените на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД са, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14653

- Нощна	0,05787
2. Една скала	**-**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,59 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 114 хил. лв.

Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01197 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06035 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2021 г. *(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)*	
„ЧЕЗ Електро България“АД	5,57%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	3,74%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	3,51%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	8,31%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**4,40%**

Изказвания по т.4.:

П. Младеновски: След като работната група изготви доклада, който беше приет на 27.05.2021 г., след проведеното впоследствие открито заседание (на което се обсъди доклада) и след общественото обсъждане, постъпиха становища. Във връзка с откритото заседание от: „Национална електрическа компания“ ЕАД; „ЧЕЗ Разпределение България“ АД; „ЧЕЗ Електро България“ АД; „Електроразпределение Юг“ ЕАД; „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД; „Електроразпределение Север“ АД; „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД; „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД; „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, както и от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Възраженията са подробно изложени в проекта на решение, като мотивирано са отхвърлени в по-голямата си част исканията на дружествата.

Във връзка с проведеното обществено обсъждане са постъпили становища и възражения от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, Асоциация свободен енергиен пазар, „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД, „Изправи се.БГ“ и от Омбудсмана на Република България.

По становищата – те напълно се припокриват с казаното на общественото обсъждане, като са счетени за неоснователни, необосновани и съответно отхвърлени. По-интересно е единствено становището на Асоциацията на търговците, тъй като там се споменава именно, че определената прогнозна пазарна цена е под отчетените нива напоследък. Както знаете, преди малко погледнах, 102 евро е за утре цената на борсата. Това искане за увеличение е отхвърлено, тъй като все пак следва да имаме предвид, че ние утвърждаваме една цена, която е за една година напред. Отново (както при газа) и при квотите е подходено консервативно. В момента наблюдаваме едно изкривяване на пазара, което за мен лично е необяснимо, тъй като (ако погледнем фючърсите) за трето тримесечие фючърсът е по-висок отколкото за четвърто и за първо тримесечие на следващата година, което означава само едно – че най-вероятно икономистите и анализаторите предполагат, че

поради увеличението на енергийните ресурси и на енергоносителите самата цена на енергия ще генерира огромна инфлация в Европейския съюз, която ще наложи промяна на лихвения процент от Европейската централна банка, а именно поради това очакват правителствата да вземат мерки това увеличение да бъде спряно до известна степен. Другият аргумент. Именно поради тази причина не би следвало цените, които се отчитат през трето тримесечие на 2020 г. да бъдат релевантни към един такъв едногодишен период. Другото, което отново следва да имаме предвид е, че все пак 1MWh произведена електроенергия от ВЕИ не е равна на 1 MWh произведена електроенергия от АЕЦ. Защо? Цената е различна, защото произведената електроенергия от възобновяеми енергоизточници е динамично променяща се и купувайки 1 MWh електроенергия от ВЕИ няма сигурност, че ще бъде получена, докато от АЕЦ сделката е твърда. Именно поради това винаги има леко отклонение при офертните цени на енергия от ВЕИ и енергия от конвенционален производител. Както казах, не е променяна прогнозната цена на електроенергията по отношение на производителите в доклада. Цените на производителите, с изключение на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, са актуализирани във връзка с използваната по-висока цена за квоти емисии от 51 евро в сравнение с използваната в доклада от 47 евро. По отношение на ВЕЦ-те на НЕК. Там, предвид възражението на дружеството за разходите за ПАВЕЦ, те възразяват за по-голяма стойност за разходите на ПАВЕЦ. Разходите за ПАВЕЦ са преизчислени и дори са под тези, които първоначално са използвани в доклада, в резултат на което цената им е и намалена в сравнение с тази от доклада, тъй като начинът на изчисление и подходът, който използва НЕК за мен лично са неправилни, не само и за мен – да вкарваш 70% от енергията, която използваш от ПАВЕЦ да е от топлоелектрически централи, от американските централи, при положение, че всички знаем какви са цените на квотите и какви са цените на електрическата енергия от въглища в момента.

Корекция е направена и във връзка с възражението на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, а именно подаденото искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от Закона за енергетиката за признаване на разлики във въглеродните емисии, отчетени от дружеството в резултат на произведена електрическа енергия по заповед на министъра. Поисканата от дружеството корекция от 214 млн. е коригирана на 111 млн., като са взети предвид неотчетените данни от квоти и емисии, съгласно фактурите. Считаме, че практиката, която има „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, съответно БЕХ, да купуват емисии в края на периода е неправилна. Корекцията е преизчислена по средните цени за периода, т.е. квотите би следвало да следват енергията: когато енергията се произведе и след това да бъдат през съответния месец закупени и квотите за нея. В тази връзка са признати 111 млн., които Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ следва да изплати на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД на 12 равни месечни вноски, но за това ще кажа по-подробно, когато стигнем до цената за задължение към обществото.

Разликата в разполагаемостта на електрическата енергия, определена на НЕК, се изразява в новото обстоятелство, възникнало между доклада и решението на Комисията, а именно: издаването на заповед за задължително изкупуване по чл. 4 от Закона за енергетиката от министъра на енергетиката за допълнителни 1 000 000 MWh, които би следвало да се изкупят от обществения доставчик за гарантиране сигурността на снабдяването с електрическа енергия. В тази връзка е променен и самият енергиен микс. Тази енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД замества част от енергията, която се произвежда от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД и „Ей И Ес - 3С Марица Изток 1“ ЕООД. Част от енергията за осигуряване на допълнителна ликвидност, т.е. енергията от тези две американски централи е свалена на минимума, съгласно сключеното споразумение с мините, като част от енергията е пренасочена към свободния пазар, а именно за осигуряване на допълнителна ликвидност на свободния пазар предвид нарасналото търсене след реализираното обединение на българо-гръцката граница. В тази връзка самата цена на НЕК, която в качеството на обществен доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, е леко понижена, тъй като голяма част от енергията от американските централи е изкарана за свободния пазар: на 108,37 лв. от 109 в доклада. Разликата в

крайното увеличение на цените и увеличението на цените в доклада е именно във връзка с докладваното по предходна точка увеличение на разходите за топлофикационните дружества във връзка с повишените цени на газа и повишените цени на квотите емисии. Разликата при топлофикационните дружества е в едни допълнителни около 100 млн. лв., които отразени в цената задължение към обществото са около 3 лв. В тази връзка първоначално предложените в доклада 4 лв., въпреки усилията, които положихме, въпреки завишените прогнози, въпреки завишените прогнози за приходите на Фонда от емисии, въпреки факта, че към края на юни имахме по-голяма яснота относно излишъка, който ще се формира от предходния период (той е оценен в случая на 144 млн. лв.), въпреки всичко това - води до около 3 лв. повишаване в цената за задължение към обществото: от първоначално предложените 4 лв. на 7,18 лв. Разбира се, имаме и допълнителни разходи, признати в задължение към обществото, но както на обществения доставчик, така и във връзка с отменени съдебни решения на Комисията, както и тези разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в размер на около 111 млн. лв., които също са включени в задължение към обществото. В тази връзка цената за задължение към обществото се повишава. Повишава се…имам предвид условно… спрямо предложената в доклада. Иначе тя намалява – от 19 и нещо в момента на 7 лв. Там имаме сериозно намаление на цената за задължение към обществото. Имам предвид предложената в първоначалния доклад, като освен всичко са признати разходи на Фонда и на обществения доставчик в размер на над 111 млн. лв. и още 111 за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Повишаването на цената за задължение към обществото е и основната причина за разликата в повишаване на цените на „Електроенергийния системен оператор“ ЕАД. При ЕСО ЕАД нищо не е коригирано, освен повишената цена за задължение към обществото, която води до по-високи разходи за технологичен разход и съответно там имаме леко повишение на цените спрямо първоначално предложените в доклада. Същото се отнася и за мрежовите тарифи на електроразпределителните дружества. Нищо не е променяно спрямо доклада. Единственото е разходите за технологичен разход, които в случая стават по-високи заради увеличената с 3 лв. цена за задължение към обществото, което води и до по-високи мрежови тарифи. Понижената цена на обществения доставчик намалява надценката, която е пак в максималния размер за крайните снабдители, от 7,64 на 7,59. Това пък е единствената корекция в цените на крайните снабдители. Средното увеличение на крайните цени на електрическата енергия е 4,4%: за клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД с 5,57, за тези на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 3,74, за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 3,51% и за клиентите на „ЕСП Златни пясъци“ ООД- 8,31%.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8в и чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13, т. 17 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, предлагаме на Комисията да вземе следното решение… Да го чета ли цялото?

Доц. д-р И. Н. Иванов: Не. Може би свързаното с цени на електроенергията. Не е толкова дълго….

П. Младеновски:

I. Определя за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.:

1. Прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както е описано подробно в предложения проект на решение.

2. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 10 984 721 MWh, от които:

– за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 384 908 MWh;

– *за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 3 897 686 MWh;*

– *за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 701 200 MWh;*

– *за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 927 MWh.*

3. Процедурата за заявяване и разпределението на количества електрическа енергия от обществения доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители се осъществява съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия и сключените договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

II. Утвърждава, считано от 01.07.2021 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 7,18 лв./MWh, без ДДС.

2. На АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 55,01 лв./MWh, без ДДС.

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 83,43 лв./MWh, без ДДС;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 108,37 лв./MWh, без ДДС.

4. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

4.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,49 лв./MWh, без ДДС;

4.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители: 2,42 лв./MWh, без ДДС;

4.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация: 5,40 лв./MWh, без ДДС;

4.4. Цена за пренос на електрическа енергия: 11,48 лв./MWh.

5. На електроразпределителните дружества:

5.1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“, при продължителност на шестия регулаторен период – 3 години;

5.2. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени за първата ценова година от шестия регулаторен период:

– *цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01076 лв./kWh, без ДДС;*

– *цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03636 лв./kWh, без ДДС;*

– *цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден, без ДДС;*

– *цена за достъп за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh, без ДДС.*

Доц. д-р И. Н. Иванов: Може би няма смисъл да се четат. Направо последователно само да изброите, г-н Младеновски, на кого се определят цени. Всъщност какви цени се определят.

П. Младеновски: Както са описани: *на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, на „Електроразпределение Север“ АД, на „Електроразпределение Златни пясъци“ АД, на крайните снабдители: „ЧЕЗ Електро България“ АД, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и „ЕСП Златни пясъци“ ООД.*

III. Отказва на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

IV. Отказва на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

V. Отказва на „ТЕЦ Марица 3“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

VI. Отказва на „Топлофикация Русе“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Благодаря, г-н Младеновски. Колеги, имате думата. Заповядайте, г-н Йорданов.

А. Йорданов: Аз първо ще направя отново същия принципен коментар във връзка с обществените настроения по повод на цените. Както в сектор „Топлоенергетика“, така и тук цените се определят въз основа на прогнозни ценообразуващи елементи, тъй като действат в бъдещ период от време и това е повече от нормално, няма как по друг начин. Тук обаче освен международните фактори, които действат, имам предвид цената на природния газ и цената на въглеродните емисии, по отношение на електроенергийния сектор действат и местни фактори. Един от съществените фактори е мениджмънтът на основните компании, предлагащи електроенергия на регулирания, съответно и на свободния пазар. Тук ще направя само два коментара. Веднъж по постоянните претенции на „Националната електрическа компания“ ЕАД за одобряване на разходи, свързани с ПАВЕЦ. Тук коментарът ще ми е, че все пак съответната генерираща мощност трябва и да е налична, освен да произвежда разходи. Имам предвид чисто техническото състояние на ПАВЕЦ и закъснелите незавършени ремонти. Това е от една страна. От друга страна отново ще маркирам и претенциите на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД всяка година за компенсиране на разходи и съответно за включване в микса. Тук ще подчертая две обстоятелства. За бъдещия период на регулиран пазар ще останат само домакинствата, съответно тази тежест ще се пренася основно върху домакинствата и чрез цената за задължения към обществото и към всички други потребители, но изваждането на генериращи мощности с по-ниска себестойност от микса за домакинствата съответно води до повишаване на цените. В този смисъл бих подчертал, че мениджмънтът на държавната компания очевидно, съответно виждаме динамиката на цените на свободен пазар, би могъл да положи съвсем нормално усилие да произвежда и предлага на свободен пазар електроенергия, тъй като в определени часови отрязъци и дневни, а може би и по-дълги периоди, тяхната цена би била приемлива за пазара, предвид ценовите равнища, които се формират в момента. Те не следва да разчитат единствено на включването им в регулиран пазар, който и без друго продължава да се свива по определени причини. Това бяха двата основни коментара, които исках да направя. Отново да поздравя работната група, че съвсем консервативно подхожда към прогнозите, защото освен всичко друго на този пазар има и временни колебания, които са продиктувани от други, не чисто икономически фактори. Надявам се, че тяхното влияние, както бързо се повишават цените под тяхното влияние, така съответно и ефектът от тяхното влияние бързо ще отшумява. Поздравявам работната група, че приема една консервативна прогноза, тъй като все пак ние определяме цени за едногодишен период.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Благодаря, г-н Йорданов. Заповядайте, г-н Младеновски.

П. Младеновски: Аз искам да допълня казаното от г-н Йорданов. Да, действително „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не трябва да разчита само на квота от регулирания пазар. Ние имахме доста срещи със синдикати. Това им беше обяснено. Трябва да пробват да продават и на свободния пазар и то над променливите си разходи, както всяка една централа в Европа се държи – подобна въглищна централа продава над променливи разходи. Това не е само в Европа, а дори и България. Пример е „ТЕЦ Бобов дол“, който оферира именно по този начин. Думите ми се потвърдиха и във връзка с проведените преди два дни търгове от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за продажба на електрическа енергия на свободния пазар в сегмента за дългосрочни договори. Бяха предложени 150 MW за третото тримесечие от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Да, бяха реализирани едва 110, но причината за това беше ограничението от 10 MW, което беше наложено в офертите, на цена от мисля, че 172 лв. беше среднопретеглената цена. АЕЦ-а на другия ден реализира на по-висока цена. Доказа

се, че при добро желание спасението на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и съответно на мината не минава единствено през заповед на министъра за огромно количество, което да се предоставя на регулирания пазар и което да влиза в сметките на всички потребители, а може да се осъществи и чрез работа на свободния пазар.

А. Йорданов: Г-н Председател, ако позволите, само още две думи в тази връзка. Благодаря на г-н Младеновски, че потвърди казаното от мен, в което аз самият бях убеден. Освен всичко друго, искам да обобщя, че каквото и да е качеството на регулацията, аз смея да твърдя, че в нашия случай е добро, то не може да компенсира липсата на мениджърски усилия у енергийните предприятия и това е очевидно. Тук вече е в сферата на енергийната политика и управлението на енергийната система, което не е от компетентността на регулатора.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Благодаря, г-н Йорданов. Има ли други изказвания, колеги? Аз искам също да взема думата. Може би е свързано с този въпрос. Прави впечатление на всички и това беше отразено, че докато миналата година квотата на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД финално беше 2,9 TWh, сега тя е 1 TWh. В същото време, ако човек съпостави цените за производство на електроенергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД например с тези на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, защото въвеждането в микса на 1 TWh произведена електроенергия трябва да стане за сметка на изваждане на някои други производители с много по-ниска цена … Погледнете: „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД: 55 лв./MWh, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД: 220 лв./MWh – точно четири пъти повече. За първа година рязко са ограничени исканията…

Р. Осман: Атомната енергия е много евтина…

Доц. д-р И. Н. Иванов: Точно така! А трябваше да извадим атомната енергия.

Говори Р. Осман, без микрофон.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Там е друго. Ще говорим скоро. Второто, което те получиха е да произведат около 6 501 000 MWh електроенергия. Така ли е?

П. Младеновски: Не, това е базата за изчисление на цената, тъй като тя се прави върху цялото производство. В случая това не е цялото производство, но това е производството, тъй като те имат проблем: когато един блок работи, друг не може – заради изгорелия комин и съответно разполагаемостта е понамаляла.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Точно това ме изненада, защото за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е двата работещи блока. Там са 15 TWh, а тук са 6 TWh. Не можах да направя връзката, но това, което обяснихте напълно ме задоволява. Ще отбележа, че в крайна сметка най-силно влияние върху цената тук оказва рязкото повишаване на емисиите въглероден диоксид, тъй като 43% от производството на електроенергия в България е от въглищните централи. Ние даже сутринта разговаряхме с г-н Младеновски, но все пак считам, че промяната на цената на природния газ влияе много малко, защото виждам таблицата, която е в доклада – общо за регулиран пазар количеството електроенергия е почти 11 TWh или 10 984 000 MWh. От всичките производители на електрическа енергия за микса, цената на природния газ влияе единствено върху централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Те произвеждат само 4 410 MWh, което е под 0,1% от общото количество. Всички останали („АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД, „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД), да не говоря за ВЕИ, вятърните централи, термичните - само за разпалване използват природен газ, но той е в малко количество. Най-вече ако продължават така да растат квотите въглероден диоксид, това за въглищните централи ще бъде убийствено. Ще видим. Също се присъединявам към г-н Йорданов – да

поздравя работната група, че в крайна сметка (с отчитане на всички аргументи и изложени становища) намери едно консервативно решение, с което защити в максимална степен, при сегашните нараствания на цените на европейските и световните борси, интересите на българските потребители, но заедно с това беше защитен и общественият интерес, като равномерно беше разпределено производството на електрическа енергия между тези източници, които най-добре формират микса за регулиран пазар.

П. Младеновски: Аз все пак искам да ви оборя, г-н Председател. Влиянието на природния газ е огромно върху цената. Не трябва да се гледат количествата. Трябва да се гледат разходите. Когато разходите са близо 100 млн. отгоре (които са резултат от природния газ, количествата не трябва да се гледат, гледаме разходите – те влизат в цената задължение към обществото) в сравнение с използваните в доклада – имаме 3 лв. увеличение. Нормална, елементарна сметка: 100 делим на 33. Получаваме 3. В сравнение с доклада, разходите, които са в доклада за високоефективно комбинирано производство са в размер на 286 млн. лв. Разходите за високомбинирано производство, които Фондът трябва да покрие в това решение са 379 млн. лв. Разликата е близо 100 млн.

Доц. д-р И. Н. Иванов: А това, което Фондът трябва да покрие за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД?

П. Младеновски: Това, което Фондът трябва да покрие… Не говорим за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД…

Доц. д-р И. Н. Иванов: Те са в микса…

П. Младеновски: Да, те са в микса, но за да покрие „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД имаме намалени разходи за „ТЕЦ Марица изток 3“, съответно намалено количество, така че те са почти незабележимо малки разходи за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. По-голямата част се пада на топлофикационните централи, а именно повишените разходи във връзка с повишените разходи за газ и за квоти. Нека да сме коректни в това, което говорим.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Да, но така, както казахте, че е незначително повишението в резултат на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, то тогава по тази логика можехме и да им дадем не един, а два тераватчаса, като ги комбинираме с двете американски централи.

П. Младеновски: Не, няма как да ги комбинираме. При по-голямо количество за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД вече трябваше да започваме да заместваме, тъй като американските централи имат клаузи в договорите си, които са take-or-pay и под определените тук количества те трябва така или иначе да изкупят въглища, така, че това са минимално възможните количества, които те би следвало да произведат.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Да. Добре, че, както се казва, е имало резерва.

Говори Р. Осман, без микрофон.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Да, същото е за природния газ при руснаците.

А. Йорданов: Г-н Председател, това може би се получи, защото Вие погледнахте през призмата на микса, а известен факт е, че топлофикационните дружества са задължени да продават електроенергията, произведена по високоефективен комбиниран способ единствено на свободен пазар.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Не. Единствено на регулиран пазар.

А. Йорданов: Електроенергията говоря…

Доц. д-р И. Н. Иванов: Да, точно тя!

А. Йорданов: На регулиран пазар?

Доц. д-р И. Н. Иванов: На регулиран. Категорично. Нали така?

А. Йорданов: Не!

П. Младеновски: Топлофикациите продават само и единствено на свободен пазар. На регулирания пазар са единствено малките централи…

Доц. д-р И. Н. Иванов: Малки ли са тези?

П. Младеновски: Това са малките централи, които са заводски централи, които са с инсталирана мощност под половин мегават.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Да, да. Така е! Вярно. Защото аз ги виждах тука включени, но те всъщност както ВЕИ-та до 500 киловата, така са и тези централи с комбинирано производство отидоха с промяна на закона на свободен пазар. Колеги, има ли други изказвания, въпроси и разисквания? Няма. В такъв случай подлагам на гласуване проекта на решение, който прочете в резюме П. Младеновски от името на работната група.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8в и чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13, т. 17 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.:

1. Прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както следва:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители								
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВЕИ	**ОБЩО**
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.21	74 304	223 200	84 932	163 200	158 320	180	19 723	**723 858**
авг.21	83 843	223 200	84 932	163 200	158 320	183	18 535	**732 213**
сеп.21	51 444	180 000	82 192	94 000	253 600	189	15 892	**677 316**
окт.21	35 601	44 700	85 046	307 600	292 900	198	9 597	**775 642**
ное.21	102 315	288 000	82 192	170 000	324 000	535	4 973	**972 014**
дек.21	99 422	461 280	84 932	312 000	322 000	577	3 811	**1 284 022**
яну.22	96 430	483 600	84 932	316 880	387 500	587	11 884	**1 381 812**
фев.22	82 443	369 600	76 712	232 400	319 600	562	13 848	**1 095 164**
мар.22	122 835	222 900	84 817	282 060	297 200	560	19 324	**1 029 697**
апр.22	151 413	178 880	82 192	201 000	208 800	548	25 363	**848 196**
май.22	198 584	44 640	84 932	203 200	215 760	223	24 137	**771 476**
юни.22	30 050	180 000	82 192	174 355	202 100	69	24 545	**693 311**
юли 2021-юни 2022	**1 128 684**	**2 900 000**	**1 000 000**	**2 619 895**	**3 140 100**	**4 410**	**191 632**	**10 984 721**

2. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 10 984 721 MWh, от които:

- **за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 384 908 MWh;**
- **за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 3 897 686 MWh;**
- **за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 701 200 MWh;**
- **за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 927 MWh.**

3. Процедурата за заявяване и разпределението на количества електрическа енергия от обществения доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители се осъществява съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия и сключените договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

II. Утвърждава, считано от 01.07.2021 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 7,18 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от

високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 3,76 лв./MWh, приходите от която цена се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

2. На АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 55,01 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 858 220 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh.

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 83,43 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 269 908 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 235 034 MWh;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 108,37 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 1 190 414 хил. лв. и количество електрическа енергия – 10 984 721 MWh.

4. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

4.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,49 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 15 819 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 315 000 MWh;

4.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,42 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 83 154 хил. лв. и количества електрическа енергия 34 432 000 MWh;

4.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,40 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 15 944 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия в размер на 2 950 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане;

4.4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, която се дължи от крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система и от операторите на електроразпределителни мрежи за количеството електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по преноса, в размер на 11,48 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 370 818 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 315 000 MWh.

5. На електроразпределителните дружества:

5.1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“, при продължителност на шестия регулаторен период – 3 години;

5.2. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени за първата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 346 766 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 306 039 MWh, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01076 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03636 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден, без ДДС;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh, без ДДС.

5.3. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за първата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 326 766 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00994 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03783 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02060 лв./kW/ден, без ДДС;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kW, без ДДС.

5.4. На „Електроразпределение Север“ АД цени за първата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 218 059 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 490 283 MWh, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01312 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03583 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп небитови клиенти – 0,02073 лв./kW/ден, без ДДС;

– цена за достъп битови клиенти – 0,00885 лв./kWh, без ДДС.

5.5. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за първата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 3 673 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 49 907 MWh, както следва:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06035 лв./kWh, без ДДС.

6. На крайните снабдители:

6.1. На „ЧЕЗ Електро България“ АД:

6.1.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,59 лв./MWh; необходими годишни приходи – 539 939 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 384 908 MWh, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14666
- Нощна	0,06245
2. Една скала	**0,14666**

6.1.2. Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01197 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03636 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh, без ДДС.

6.2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД:

6.2.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,59 лв./MWh; необходими годишни приходи – 479 945 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 3 897 686 MWh, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14433
- Нощна	0,05812
2. Една скала	**0,14433**

6.2.2. Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01197 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03783 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kW, без ДДС.

6.3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД:

6.3.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с

електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,59 лв./MWh; необходими годишни приходи – 332 615 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 2 701 200 MWh, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14778
- Нощна	0,05787
2. Една скала	**0,14778**

6.3.2. Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01197 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03583 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп битови клиенти – 0,00885 лв./kWh, без ДДС.

6.4. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД:

6.4.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,59 лв./MWh; необходими годишни приходи – 114 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 927 MWh, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14653
- Нощна	0,05787
2. Една скала	-

6.4.2. Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01197 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06035 лв./kWh.

III. Отказва на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

IV. Отказва на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

V. Отказва на „ТЕЦ Марица 3“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

VI. Отказва на „Топлофикация Русе“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.5. Комисията, след като разгледа **заявление с вх. № Е-13-147-2 от 30.03.2021 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, подадено от Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ (ДП НКЖИ)**, и събраните данни от проведеното на 03.06.2021 г. открито заседание и на 07.06.2021 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

С Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ приложим метод на регулиране „горна граница на приходи“ и продължителност на третия регулаторен период 2 години, както и е утвърдила за първата ценова година на регулаторния период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,13403 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 36 330 хил. лв. и пренесена електрическа енергия 271 068 MWh.

С Решение № № Ц-30 от 01.07.2020 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ за втората ценова година от третия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт 0,13524 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 36 659 хил. лв. и пренесена електрическа енергия 271 068 MWh.

Назначената със Заповед № З-Е-77 от 14.04.2021 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подаденото от ДП НКЖИ заявление с вх. № Е-13-147-2 от 30.03.2021 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-497 от 22.05.2021 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 97 от 27.05.2021 г., т. 4. В изпълнение на разпоредбата на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) КЕВР е провела открито заседание на 02.06.2021 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 107 от 03.06.2021 г., т. 3 е приела проект на решение за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, който е подложен на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ, проведено на 07.06.2021 г.

С писмо с вх. № Е-13-147-4 от 01.06.2021 г. ДП НКЖИ е представило становище по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., в което е посочено, че в доклада средният номинален размер на инвестициите е изчислен в размер на 10 626 хил. лв. Според ДП НКЖИ този размер възлиза на 21 661 хил. лв.

КЕВР приема за основателно горното възражение, като същото е отразено по-долу в мотивите на това решение.

В становището си ДП НКЖИ посочва, че извършената корекция по чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ, която отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, не е съобразена с обстоятелството, че в отчетните данни за 2019 г. инвестициите, свързани с контактната мрежа следва да са изключени от програмата на държавното предприятие. По тази причина заявителят счита, че в планираните за 2019 г. инвестиции не е следвало да се включват такива, свързани с контактната мрежа, тъй като към датата на постановяване на Решение № Ц-30 от 01.07.2020 г. на КЕВР не е било в сила решението на Министерския съвет за изменение на Методика за изчисляване на инфраструктурните такси, събирани от управителя на инфраструктурата. В тази връзка мрежовият оператор счита, че стойността на средния номинален размер на инвестициите, утвърден за предходния регулаторен период, следва да се коригира от 7 772 хил. лв. на 3 144 хил. лв., стойността на средния годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден с Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. на КЕВР, следва да се коригира от 473 хил. лв. на 188 хил. лв. и стойността на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ също следва да се коригира от - (минус) 977 хил. лв. на - (минус) 106 хил. лв.

Комисията счита за неоснователно възражението за размера на корекцията по чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ при регулиране на цените чрез метода „горна граница на приходи“ може да се извършва годишна корекция в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка (корекция с инвестиции). Съгласно чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ корекцията с инвестиции се прилага и за първата година от регулаторния период, като в този случай корекцията отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, намалено с приложените през ценовите му периоди корекции.

С Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г., е утвърдила на ДП НКЖИ, считано от 01.07.2019 г., приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“; продължителност на третия регулаторен период 2 години и цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от третия регулаторен период и необходими годишни приходи. В необходимите годишни приходи са включени разходи за инвестиции, свързани с контактната мрежа. След влизането в сила на Постановление № 283 от 14.11.2019 г. на Министерския съвет за изменение и допълнение на Методиката за изчисляване на инфраструктурните такси, събирани от управителя на инфраструктурата (обн., ДВ, бр. 91 от 19.11.2019 г.), разходите за инвестиции, свързани с контактната мрежа се покриват от пакета за минимален достъп по чл. 3 от Регламент за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията от 12 юни 2015 година относно реда и условията за изчисляване на преките

разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга (Регламент 2015/909).

Предвид горното, в настоящото производство КЕВР следва да извърши корекция чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ, която е отразена по-долу в мотивите на това решение.

На следващо място, според становището на ДП НКЖИ фактор Z е изчислен при необходими приходи 36 330 хил. лв. а би следвало да се изчисли в размер на -(минус) 1 389,173 хил. лв. при необходими годишни приходи 36 659 хил. лв. съгласно Решение № Ц-30 от 01.07.2020 г. на КЕВР.

Комисията приема възражението за основателно, като конкретният размер е изчислен по-долу.

Съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ Комисията с решение определя приложим метод за регулиране на енергийните предприятия, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ. Предвид разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ, при метода „горна граница на приходи“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност с дружествата, осъществяващи дейността „разпределение на електрическа енергия“ в разглеждания случай следва да се прилага методът „горна граница на приходи“ при регулирането на цените за мрежови услуги през електроразпределителната мрежа на ДП НКЖИ. При този метод за регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от КЕВР целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели за качество и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията и за качество на обслужването през предходната година (аргумент от чл. 9 от НРЦЕЕ). Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

При отчитане на горните аргументи и с оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране и предвид принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ е обосновано по отношение на ДП НКЖИ да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. При определяне на продължителността на четвъртия регулаторен период на дружеството следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за ДП НКЖИ и за неговите клиенти; по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност, по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху

ефективността на работа, изменението на потреблението на тягова електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

С оглед гореизложеното е обосновано да бъде утвърдена продължителност от 3 (три) години на четвъртия регулаторен период за ДП НКЖИ. По този начин във връзка с промяната в структурата на разходите, включени в цената за разпределение на тягова електрическа енергия и инфраструктурните такси, събирани от ДП НКЖИ за достъп до железопътната инфраструктура, ще се балансират стимулите и рисковете, произтичащи от по-продължителен ценови период, както за дружеството, така и за клиентите му.

По силата на чл. 9, ал. 3 от Закона за железопътната инфраструктура (ЗЖИ) ДП НКЖИ е основен управител на железопътната инфраструктура и дейността му е регламентирана в норми на европейското и на вътрешното законодателство. В Регламента за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията от 12 юни 2015 година относно реда и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга (Регламент 2015/909) са уредени редът и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. Според този регламент ДП НКЖИ следва да прилага такси за минимален достъп до железопътната инфраструктура, които се определят на равнището на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. В чл. 3, пар. 1 от Регламент 2015/909 се посочва, че преките разходи за цялата мрежа се изчисляват като разликата между, от една страна, разходите за предоставяне на услугите от пакета за минимален достъп и за достъп до инфраструктурата, която свързва обслужващи съоръжения, и от друга страна, недопустимите разходи. Като преки разходи, които следва да се включат в пакета за минимален достъп съгласно Регламент 2015/909, се определят разходите за поддръжка и ремонт на контактната мрежа, без разходите за амортизации на контактната мрежа, разходите за механизация и разходите за персонал, свързан с експлоатацията на контактната мрежа, т.е. разходите, включени в пакета за минимален достъп, следва да бъдат извадени от цената за разпределение на тягова електрическа енергия.

Съгласно чл. 35, ал. 3 от Закона за железопътния транспорт, размерът на таксите се определя от управителя на железопътната инфраструктура съгласно методика за изчисляване на инфраструктурните такси (пакет за минимален достъп), събирани от управителя на инфраструктурата, приета от Министерския съвет по предложение на министъра на транспорта, информационните технологии и съобщенията.

I. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-147-2 от 31.03.2021 г. ДП НКЖИ е предложило за първата ценова година от четвъртия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,13637 лв./kWh, без ДДС, при следните ценообразуващи елементи:

1. Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 28 636 хил. лв. в т. ч. разходи за закупена електрическа енергия за технологични разходи в размер на 2 544 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 9 583 хил. лв.;

3. Регулаторна база на активите (РБА) в размер на 61 584 хил. лв.;

– призната балансова стойност на активите – 56 962 хил. лв.;

– среден номинален размер на инвестициите – 10 626 хил. лв.;

– необходим оборотен капитал – 3 579 хил. лв.;

4. Необходими годишни приходи в размер на 38 921 хил. лв.;

5. Норма на възвръщаемост на капитала 1,14%;

6. Електрическа енергия, разпределена до потребителите на тягова енергия в размер на 285 412 MWh.

II. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на ДП НКЖИ и представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия.

1.1. Размер на технологичните разходи:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-042 от 27.12.2010 г., Решение Ц-049 от 30.12.2015 г. и Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г. КЕВР е определила на ДП НКЖИ технологичен разход за първия регулаторен период, съответно за втория и третия регулаторни периоди в размер на 15%, съответно 10% и 7% от количеството пренесена активна електрическа енергия.

В заявлението си за утвърждаване на цени ДП НКЖИ посочва, че е извършена експертна оценка на потенциала за енергийна ефективност на съответните мрежи чрез намаляване на технологичните разходи, както и анализ на преноса, разпределението, управлението на товарите и ефективното функциониране на разпределителната мрежа на дружеството. Във връзка с това дружеството е предложило технологичен разход в размер на 4,7% от пренесената електрическа енергия.

При извършения преглед на отчетените данни на дружеството се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на ДП НКЖИ за третия регулаторен период. Тази тенденция показва, че дружеството е предприело действия и мерки за оптимизиране, ефективно управление и експлоатиране на електроразпределителната мрежа, което е довело и до намаляване на технологичния разход.

Предвид горното, технологичният разход за пренос на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт през следващия регулаторен период следва да се приеме размер на загубите от 4,7% от пренесената електрическа енергия.

1.2. Цена на електрическата енергия за технологичен разход

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи. Прогнозните нива на технологичните разходи по разпределението се остойностяват по сумата от тази цена, цената за задължения към обществото и цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа (чл. 28, ал. 3 от НРЦЕЕ). В Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. КЕВР е изчислила прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 131,27 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,49 лв./MWh, цена за пренос през електропреносната мрежа в размер на 11,48 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 7,18 лв./MWh.

2. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за четвъртия регулаторен период са определени по следната формула:

$АМ = (АМ_1+АМ_2 +АМ_3)/3 – АМф + (2,5*АМ1+1,5*АМИ_2+0,5*АМИ_3)/3,$

където:

АМ – средни разходи за амортизации през четвъртия регулаторен период;

$АМ_1$, $АМ_2$ и $АМ_3$ – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

АМф – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$АМИ_1$, $АМИ_2$ и $АМИ_3$ – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на четвъртия регулаторен период, като $АМ_1$, $АМ_2$ и $АМ_3$ отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2021 г., 2022 г. и 2023 г.

хил. лв.

1	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	13 928
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	- 4 345
3	Амортизация на инвестициите	1 435
4	**Среден годишен разход за амортизации**	**11 017**

3. Регулаторна база на активите

3.1. Балансова стойност на съществуващите активи

АБ = А – Ф – АМ,

където:

АБ – средна балансовата стойност на съществуващите активи за четвъртия регулаторен период;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод.

С оглед изчисляване на стойността на активите, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2021 г., 2022 г. и 2023 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружеството към 31.12.2020 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от четвъртия регулаторен период. В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по следната формула, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

$АМ = АМБ + (3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМФ)/3$,

където:

АМБ – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

$АМ_1$, $АМ_2$ и $АМ_3$ – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

АМФ – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2020 г.	152 733
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	95 772
3	Средна стойност за периода на изведени от експлоатация активи	274
4	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2020 г. (р.1-р.2- р.3)	56 961
5	Средна стойност на амортизациите ($3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМФ)/3$	19 165
6	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.4-р.5)**	**37 796**

3.2. Среден номинален размер на инвестициите

$$И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + И_3)/3$$

където:

И – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

$И_1$, $И_2$ и $И_3$ – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

Прогнозните нетни инвестиции отразяват прогнозната стойност на инвестициите за съответната година, намалени с инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин, и амортизациите на възмездно придобитите активи.

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружествата следва да реализират възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията. Прилагайки горната формула, средният номинален размер на инвестициите е изчислен в размер на 9 191 хил. лв.

3.3. Необходим оборотен капитал

Съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в случай, че дружеството не представи информация и необходимите документи за изчисляването на необходимия оборотен капитал или КЕВР приеме, че стойността на оборотния капитал е необоснована, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка е извършена корекция по отношение на заявения от дружеството необходим оборотен капитал в размер на 3 529 хил. лв.

4. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“.

При изчисляване на експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ са взети предвид стойността на заявените от дружеството разходи за експлоатация и поддръжка и административни разходи и разходи с общо предназначение, които са намалени с разходите за закупена електрическа енергия за технологичен разход. В тази връзка експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ са изчислени на 26 092 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост.

Не са извършвани корекции на предложената от ДП НКЖИ стойност на нормата на възвръщаемост в размер на 1,14%.

6. Корекции съгласно чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР прилага и за първата година от регулаторния период корекция с инвестиции, като корекцията отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, намалено с приложените през ценовите му периоди годишни корекции за инвестиции. Съгласно чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ за първата година от регулаторния период КЕВР може да приложи корекция с фактора Z.

6.1. Корекция съгласно чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ

По отношение на извършените от ДП НКЖИ инвестиции е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) - 977 хил. лв.

		2019 г. *($И_1$)*	**2020 г. *($И_2$)***
		отчет	**отчет**
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	15 710	7 633
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	14 950	4 487
3	Нетна амортизация, An, хил. лв.	43	104
4	Номинален размер на инвестициите , хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	717	3 042
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $И = (1,5*И_1 + 0,5*И_2)/2$	1 298	
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г., хил. лв.	7 772	
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(1,5*A1 + 0,5*A2)/2,* съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.	58	
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г. , хил. лв.	473	
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*1,15%*2+(р.7-р.8)*2	-979	

6.2.Корекция чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ

Приложена е корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) – 1 805 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.\%}}{1-ТР_{одоб.\%}} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.\%}}{1-ТР_{одоб.\%}} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи на дружеството – 36 330 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 38 599 хил. лв. съгласно представената от ДП НКЖИ информация относно отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 271 068 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 285 412 хил. kWh, съгласно представената от ДП НКЖИ информация относно отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране съгласно Решение № Ц-30 от 01.07.2020 г. на КЕВР;

$Ц_{тр.1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране съгласно Решение № Ц-30 от 01.07.2020 г. на КЕВР;

Изказвания по т.5.:

М. Трифонов: След проведеното открито заседание е постъпило становище от дружеството адресат по това решение, в което то възразява по три основни елемента. Единият е по определяне на номиналния размер на инвестициите за следващия регулаторен период. Тук сме приели тяхното възражение за основателно и сме го преизчислили с коректните данни. Второто възражение е по извършената корекция на неизвършените инвестиции за предходния период. Тук не приемаме тяхното възражение за основателно, като сме запазили подхода от доклада и резултатите. Третото възражение, което те са представили – това е за *фактора Z* за недовзет и надвзет приход, при който също сме приели тяхното възражение и сме го преизчислили с необходимите годишни приходи от предходния период, а не от началото на предходния регулаторен период. Във връзка с това мога да Ви изчета проекта на решение.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Да, слушаме Ви!

М. Трифонов: На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 7 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, предлагаме на Комисията за енергийно и водно регулиране да вземе следното решение:

Утвърждава, считано от 01.07.2021 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“:

1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“;

2. Продължителност на четвъртия регулаторен период – 3 години;

3. Цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от четвъртия регулаторен период в размер на 0,12979 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 37 044 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

Доц. д-р И. Н. Иванов: Колеги, имате ли въпроси? Няма. В такъв случай преминаваме към гласуване.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 7 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.07.2021 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“:

1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“;
2. Продължителност на четвъртия регулаторен период – 3 години;
3. Цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от четвъртия регулаторен период в размер на 0,12979 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 37 044 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

В заседанието по **точка пета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.07.2021 г.:

1. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 49,94 лв./MWh (без акциз и ДДС), в т.ч. компонента „цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи“ в размер на 48,99 лв./MWh, компонента за дейността „обществена доставка” в размер на 0,71 лв./MWh и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на 0,24 лв./MWh;
2. Цени за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи:

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД.

По т.2. както следва:

По т.3. както следва:

По т.4. както следва:

Утвърждава цени в сектор "Електроенергетика" за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.

По т.5. както следва:

Утвърждава, считано от 01.07.2021 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“:

1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“;

2. Продължителност на четвъртия регулаторен период – 3 години;

3. Цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от четвъртия регулаторен период в размер на 0,12979 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 37 044 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-24 от 01.07.2021 г. относно заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г. подадено от „Булгаргаз” ЕАД за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

2. Решение на КЕВР № Ц-25 от 01.07.2021 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2021 г.

3. Решение на КЕВР № Ц-26 от 01.07.2021 г. относно утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2021 г.

4. Решение на КЕВР № Ц-27 от 01.07.2021 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

5. Решение на КЕВР № Ц-28 от 01.07.2021 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирали:

(И. Зашева - главен експерт)

(Н. Косев - главен експерт)