П Р О Т О К О Л

№ 146

София, 01.07.2020 година

Днес, 01.07.2020 г. от 13:32 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 Светла Тодорова, 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“, А. Иванова – директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“, П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“ , М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“ 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-15-20-28#6 от 10.06.2020 г., подадено от „Булгаргаз” ЕАД за утвърждаване на цена за месец юли на 2020 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, Красимира Лазарова, Александра Димитрова, Ренета Николова, 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 1 MW и над 1 MW.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова,
Ивайло Александров, Цветанка Камбурова, Ана Иванова,
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 01.07.2020 г.

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

4. Проект на решение относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

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

5. Проект на решение относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

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

По т. 1. Комисията, като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-502 от 12.06.2020 г. относно **заявления с вх. № Е-15-20-28#6 от 10.06.2020 г. и вх. № Е-15-20-28 от 10.06.2020 г., както и коригирани заявления с вх. № Е-15-20-33#2 от 01.07.2020 г. и с вх. № Е-15-20-33 от 01.07.2020 г., подадени от „Булгаргаз” ЕАД, за утвърждаване на цена за месец юли 2020 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия,** както и събраните данни от проведено на 24.06.2020 г. открито заседание, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-20-28#6 от 10.06.2020 г. от „Булгаргаз” ЕАД, съдържащо искане за утвърждаване на цена за месец юли 2020 г., 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, 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-15-20-28 от 10.06.2020 г.

За разглеждане и анализ на подаденото заявление е сформирана работна група със Заповед № З-Е-95 от 10.06.2020 г. на председателя на КЕВР.

Резултатите от извършения анализ на заявленията и приложените документи са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-502 от 12.06.2020 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 130 от 17.06.2020 г., т. 1. В съответствие с разпоредбата на чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 24.06.2020 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 2020 г. В определения срок в КЕВР не е постъпило становище от „Булгаргаз“ ЕАД.

Комисията приема за обосновано при утвърждаване на цена на природния газ от 01.07.2020 г. да бъдат отчетени стойността на (...) към 30.06.2020 г. и данните за средномесечния курс за м. юни на (...), прилаган при конвертиране на (...) от евро в долари за MWh. В тази връзка с писмо с изх. № Е-15-20-33 от 24.06.2020 г. КЕВР е изискала от „Булгаргаз“ ЕАД да представи: заверено копие на извадка от електронното издание (...), удостоверяващо (...) към 30.06.2020 г., както и заверено копие на извадка от бюлетин на (...) за средномесечния обменен курс за конвертиране на евро в щатски долари за м. юни на 2020 г.

С писмо с вх. № Е-15-20-33#2 от 01.07.2020 г. „Булгаргаз“ ЕАД е представило исканата информация, както и заявление за утвърждаване на цена на природния газ за м. юли 2020 г. с вх. № Е-15-20-33#2 от 01.07.2020 г. Представен е и неповерителен вариант на заявлението, заведено в деловодната система на КЕВР с вх. № Е-15-20-33 от 01.07.2020 г.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, 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-23 от 01.06.2020 г. КЕВР е утвърдила за месец юни 2020 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 20,33 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС).

Според сключеното между „Булгаргаз” ЕАД и ООО „Газпром експорт” Допълнение № 13 от 2 март 2020 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.) цената на природния газ се изчислява всеки месец и се образува по хибридна ценообразуваща формула, включваща (...) и (...) компонента.

Предвид горното, „Булгаргаз” ЕАД е предложило за месец юли 2020 г. да бъде утвърдена цена, 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, в размер на 19,49 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС), което е намаление в сравнение с действащата цена с 0,84 лв./MWh или с 4,13%.

„Булгаргаз” ЕАД е подало заявление с вх. № Е-15-20-33#2 от 01.07.2020 г., което отразява (...) и средномесечния обменен курс за конвертиране на евро в щатски долари за м. юни на 2020 г. на (...), предвид на което предложената за утвърждаване цена на природния газ за месец юли 2020 г. се изменя от 19,49 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС) на 19,10 лв./MWh, което е намаление в сравнение с действащата цена с 1,23 лв./MWh или 6,05%. Компонентата по чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ за дейността „обществена доставка“ остава в размер (...) лв./MWh, при променено процентно отношение спрямо компонентата цена на вход на газопреносните мрежи от (...)% на (...)%, което не дава отражение върху нейния размер. Компонентата по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ също остава непроменена и е в размер (...) лв./MWh.

Общественият доставчик е представил доказателства за оповестяване в средствата за масово осведомяване на предложението си за утвърждаване на цена преди подаване в Комисията на заявлението за утвърждаване на цена, а именно: разпечатки от интернет страници на електронни издания на вестници и от интернет страницата на дружеството.

Към заявлението „Булгаргаз“ ЕАД е представило и обосновка на факторите, формиращи цената на природния газ за месец юли 2020 г.

I. Анализ на данните и документите относно образуване на цената за месец юли 2020 г., 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:

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 2020 г. и относителния дял на количествата за обществена доставка на природен газ, програмата за освобождаване на природен газ, както и двустранните договори. Общото количество природен газ за месец юли 2020 г. е в размер на (...) MWh, разпределени, както следва: за дейността „обществената доставка" на природен газ – (...) MWh или (...)%; за продажба на организирания борсов пазар на природен газ – (...) MWh или (...)%; по двустранни договори – (...) MWh или (...)% от общото количество природен газ.

„Булгаргаз" ЕАД е формирало прогнозните количества природен газ за обществена доставка през месец юли 2020 г. въз основа на заявените прогнозни количества в енергийни единици от крайните снабдители на природен газ и лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, съгласно приложен към заявлението списък.

2. Условия по договора за доставка на природен газ

Според Допълнение № (...) от 30.12.2019 г., към 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 Турция/България, като количествата природен газ са в енергийни единици.

Съгласно Допълнение № 13 от 02.03.2020 г. към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г. цените на природния газ се образуват по хибридна ценообразуваща формула, включваща (...)%(...) и (...)%(...) компонента. Цената на доставените количества природен газ се изчислява в $/MWh за всеки месец по регламентираната в това допълнение формула, както следва: (...) компонента се изчислява на тримесечни периоди, като базовата цена P_0 е равна на (...) $/MWh; (...) компонента се изчислява ежемесечно чрез (...), 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 (...) компонента за определяне на доставните цени на природния газ, са изчислени за месец юли 2020 г. като средноаритметична стойност на ежемесечните цени на тези горива за деветмесечен период, предшестващ определянето на (...) компонента за III тримесечие на 2020 г., в т.ч. за м. юли 2020 г. В сравнение със същите, формирали доставните цени за II тримесечие на 2020 г., изменението е следното: мазут със съдържание на сяра 1% намалява с (...)%; газьол със съдържание на сяра 0,1% намалява с (...)%, независимо, че се наблюдава увеличение на котировките на алтернативните горива през последните 40 дена. Въз основа на намалените нива на цените на алтернативните на природния газ горива, изчислената от „Булгаргаз" ЕАД (...) компонента за м. юли 2020 г. е в размер на (...)$/MWh.

Със заявление с вх. № Е-15-20-28#6 от 10.06.2020 г. „Булгаргаз" ЕАД е изчислило (...) компонента при (...) за месец юли в размер на (...) EUR/MWh и средномесечен курс на (...) в размер на (...), в резултат на което тази компонента за м. юли 2020 г. е в размер на (...) $/MWh. Отчитайки стойностите на (...) и (...) компонента, „Булгаргаз" ЕАД е изчислило доставна цена на природния газ за месец юли 2020 г. в размер на (...) $/MWh.

Със заявление с вх. № Е-15-20-33#2 от 01.07.2020 г. дружеството е представило стойността на (...), публикувана на 30.06.2020 г. от (...) и средномесечния обменен курс за конвертиране на евро в щатски долари за м. юни 2020 г., публикуван от (...). В тази връзка, предвид условията на Допълнение № 13 от 02.03.2020 г. към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г., Комисията счита, че тези стойности следва да бъдат отразени при утвърждаването на цената на природния газ от 01.07.2020 г.

С оглед горното, (...) се изменя от (...) EUR/MWh на (...) EUR/MWh, а средномесечния обменен курс за конвертиране на евро в щатски долари за месец юни на 2020 г. на (...) се изменя от (...) на (...). Изчислената за месец юли 2020 г. (...) компонента се променя от (...) $/MWh на (...) $/MWh, съответно при отчитане и на (...) компонента доставната цена на природния газ за месец юли 2020 г. се променя от (...) $/MWh на (...) $/MWh.

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 (17.04.2020 г. – 31.05.2020 г.), е в размер на 1,79654 лв. за 1 щатски долар и е изчислен от дружеството съгласно чл. 17, ал. 3 от НРЦПГ. Същият, съпоставен с валутния курс на лева към щатския долар за предходния ценови период, намалява с 0,21%.

При отчитане на горецитирани данни от заявление с вх. № Е-15-20-33#2 от 01.07.2020 г., цената 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 лица, 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 01.01.2020 г. на КЕВР годишни условно-постоянни разходи (УПР) за дейността „обществена доставка“ за 2020 г. в размер на 3906 хил. лв., като за месец юли 2020 г. 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 „Булгаргаз“ ЕАД не разполага със съгласуван график за добив и нагнетяване в ПГХ „Чирен“ за 2020 г. В тази връзка при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка” „Булгаргаз“ ЕАД не е предвидило променливи разходи за месец юли 2020 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.

С оглед посочената по-горе промяна на цената на вход на газопреносната мрежа се изменят: оборотният капитал за месец юли 2020 г. от (...) хил. лв. на (...) хил. лв., регулаторната база на активите за месец юли 2020 г. от (...) хил. лв. на (...) хил. лв. и възвръщаемостта на активите за същия период от (...) хил. лв. на (...) хил. лв. В тази връзка размерът на компонентата за дейността „обществена доставка“ е (...) лв./MWh или (...)% от компонентата цена на вход на газопреносната мрежа. Размерът на компонентата за дейността

„обществена доставка“ в годишен аспект остава в размер под 2,5% предвид утвърдените стойности на компонентата за I тримесечие на 2020 г. и месеците април, май и юни 2020 г.

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. Член 11а, ал. 4 от НРЦПГ предвижда коригиране на компонентата за всеки следващ ценови период въз основа на разликата между прогнозните и реално отчетените разходи от наложеното задължение към обществото през предходни ценови периоди.

С подаденото заявление „Булгаргаз“ ЕАД предлага в цената на природния газ за месец юли 2020 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, одобрен от министъра на енергетиката (План). Съгласно Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“, операторът на съоръжението за съхранение обявява, в срок не по-късно от 30 дни преди началото на нагнетателния период, на интернет страницата си свободния капацитет за съхранение през предстоящата газова година. Съгласно т. 3.5 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. 3.5.1, които имат задължения, произтичащи от Плана и носят отговорност за сигурността на доставките (аргумент от т. 1.6.4 и т. 3.1 от Плана). Съгласно Плана, неравномерно е потреблението на клиенти, при които месечният коефициент на натоварване е по-малък от 60%.

Съгласно т. 3.5.8 от Плана, разходите на предприятията за поддържане на запаса от природен газ по т. 3.5.1 се възстановяват чрез цените на лицензионните услуги по реда на чл. 35 от ЗЕ. За обществения доставчик количеството природен газ, изчислено за 2020 г. съгласно т. 3.5.1 на Плана, е в размер на (...) MWh, представляващ обем от 20% от годишните заявки за доставка от топлофикационни дружества и крайни снабдители на природен газ. Съгласно т. 3.9 от Плана, „Булгаргаз“ ЕАД ще заплаща съхранението на тези количества природен газ по регулирани цени. Прогнозните разходи на дружеството за 2020 г. за съхранение на количествата по Плана са изчислени при действащата към настоящия момент, утвърдена от КЕВР цена (2,49 лв./хм^3/месец) за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“, преизчислена в лева за MWh.

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.

„Булгаргаз“ ЕАД е приложило: график за съхранение на природен газ през 2020 г. по Плана, съдържащ прогнозни и отразени отчетни данни за реализирани и нагнетени количества газ в ПГХ „Чирен“ и заплатени суми за тяхното съхранение; акт за нагнетяване, съхранение и добив на количества природен газ с отразена стойност на услугата по съхранение за месец май 2020 г. Общественият доставчик е приложил следните доказателства за извършените от него разходи: акт за м. май 2020 г. за нагнетяване и съхранение на количества природен газ и стойност на услугата по съхранение; фактура от „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0000504001 от 02.06.2020 г., ведно с платежно нареждане за плащане на суми по тази фактура.

В резултат на отразените отчетни данни, изчислената компонента по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото за месец юли 2020 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:

Разходите за закупуване на природен газ по договора с ООО „Газпром експорт” 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, възлизат на (...) лв.

Цената на природния газ на вход 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 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 2020 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 2020 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 2020 г. е в размер на (...) лв./MWh:

(...) лв./MWh

Въз основа на предоставените данни и документи и след направените изчисления, цената за месец юли 2020 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 19,10 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС), което е намаление в сравнение с действащата цена с 1,23 лв./MWh или с 6,05%.

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.

Коефициентът за преобразуване в енергийни единици на цените за продажба на природен газ от крайните снабдители е изчислен в размер на 10,562 kWh/m^3, като е взета предвид средната калоричност на природния газ за точка на предаване ГИС „Странджа 2“ за месеците: март, април и май 2020 г.

Изказвания по т.1.:

Докладва Р. Тахир. Резултатите от извършения анализ на заявленията са отразени в доклад № Е-Дк-502 от 12.06.2020 г., който е приет от Комисията с протокол № 130. На 24.06.2020 г. е проведено открито заседание, на което представителят на „Булгаргаз“ е заявил, че докладът обективно отразява информацията, свързана с образуването на цената на природния газ за месец юли 2020 г. Няма постъпило становище.

При утвърждаването на цената на природния газ от 01.07.2020 г. е необходимо да бъдат отчетени стойността на (...) към 30.06.2020 г. и данните за средномесечния курс за м. юни на (...), прилаган при конвертиране на (...) от евро в долари за MWh. В тази връзка е изпратено писмо до „Булгаргаз“ ЕАД и на 01.07.2020 г. „Булгаргаз“ ЕАД е предоставило исканата информация, както и коригирано заявление за утвърждаване на цена на природния газ за м. юли. С новото заявление „Булгаргаз“ ЕАД предлага за утвърждаване цена в размер на 19,10 лв./MWh, което е намаление в сравнение с действащата цена през м. юни с 1,23 лв./MWh или 6,05%.

Запазва се размерът на компонентата за дейността „обществена доставка“, както и компонентата за задължение към обществото в размер на (...) лв./MWh.

В резултат на представените данни на 01 юли (...) се изменя от (...) евро/MWh на (...) евро/MWh. Средномесечният обменен курс се променя от (...) на (...). При отчитане на тази данни (...) компонента се променя от (...) $/MWh на (...) $/MWh. С промяната на (...) компонента се променя и доставната цена на природния газ от (...) $/MWh на (...) $/MWh. Променя се и цената на вход на газопреносната мрежа от (...) лв./MWh на (...) лв./MWh. Работната група е посочила промяната на оборотния капитал, регулаторната база на активите и възвръщаемостта на активите.

В резултат на разделянето на разходи за закупуване на природен газ на общи количества природен газ, цената на входа е (...) лв./MWh. Когато към нея се прибави (...) лв./MWh и (...) лв./MWh се получава крайната цена в размер на 19,10 лв./MWh. Това е намаление с 1,23 лв./MWh на действащата цена или 6,05%.

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, работната група предлага на Комисията за енергийно и водно регулиране да реши:

I. Утвърждава, считано от 01.07.2020 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 19,10 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 (представени в таблица).

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.

Решението подлежи на обжалване в 14 (четиринадесет) дневен срок пред Административен съд – София град.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на

решение.

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 01.07.2020 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 19,10 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" ****				44,94	3,13
	до 53 MWh/год., вкл.		44,94	3,13		
	до 528 MWh/год., вкл.	37,21	45,57			
	до 1057 MWh/год., вкл.	36,15	44,70			
	до 2113 MWh/год., вкл.	35,09	43,84			
	до 4226 MWh/год., вкл.	34,02	42,96			
	до 6339 MWh/год., вкл.	33,39	42,45			
	до 8452 MWh/год., вкл.	32,95	42,09			
	до 10 565 MWh/год., вкл.	32,60	41,80			
	до 21 130 MWh/год., вкл.	31,52	40,91			
	до 31 695 MWh/год., вкл.	30,87	40,37			
	до 42 260 MWh/год., вкл.	30,40	39,98			
	до 52 825 MWh/год., вкл.	30,04	39,69			
	до 73 955 MWh/год., вкл.	29,46	39,20			
	до 105 650 MWh/год., вкл.	28,83	38,68			
	над 105 650 MWh/год.	28,08	38,04			
	метанстанции до 4226 MWh/год., вкл.		31,44			
	метанстанции до 10 565 MWh/год., вкл.		30,81			
	метанстанции над 10 565 MWh/год.		29,63			
	обекти на "Топлофикация София": ВОЦ "Суха река", ВОЦ "Левски Г" и ВОЦ "Хаджи Димитър"		20,35			
2	"Аресгаз" ЕАД – обособена територия Добруджа и общини Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг****				44,55	
	до 10 000 m^3/год., вкл.******	38,15	42,68			
	от 10 001 до 20 000 m^3/год., вкл.******	37,34	41,45			
	от 20 001 до 50 000 m^3/год., вкл.******	35,98	40,22			
	от 50 001 до 100 000 m^3/год., вкл.******	34,59	39,72			
	от 100 001 до 200 000 m^3/год., вкл******	34,08	38,99			
	от 200 001 до 500 000 m^3/год., вкл.******	32,85	38,45			
	от 500 001 до 1 000 000 m^3/год., вкл.******	32,42	37,80			
	над 1 000 000 m^3/год., вкл.******	28,82	35,97			
3	"Аресгаз" ЕАД – обособена територия Мизия и община Бяла Слатина****				47,27	
	до 10 000 m^3/год., вкл******	38,14	45,85			
	от 10 001 до 20 000 m^3/год., вкл.******	37,14	44,32			
	от 20 001 до 50 000 m^3/год., вкл.******	36,32	43,47			
	от 50 001 до 100 000 m^3/год., вкл.******	35,81	41,26			
	от 100 001 до 200 000 m^3/год., вкл.******	34,73	39,08			
	от 200 001 до 500 000 m^3/год., вкл.******	33,81	37,88			
	от 500 001 до 1 000 000 m^3/год., вкл.******	32,68	36,84			
	от 1 000 001 до 5 000 000 m^3/год., вкл. за стопански клиенти с равномерно потребление/над 1 000 000 m^3/год. за стопански клиенти с неравномерно потребление******	29,64	33,24			
	над 5 000 000 m^3/год., вкл.******	27,11				
4	"Газтрейд Сливен" ЕООД – община Сливен				43,45	
	до 211 MWh/год.	35,01				
	от 211 до 527,5 MWh/год.	34,13				
	от 527,5 до 1055 MWh/год.	32,76				
	от 1055 до 2110 MWh/год.	31,86				

	от 2110 до 5275 MWh/год.	30,38				
	от 5275 до 10 550 MWh/год.	27,62				
	над 10 550 MWh/год.	25,71				
	до 52,75 MWh/год.		41,41			
	от 52,75 до 211 MWh/год.		39,73			
	от 211 до 527,5 MWh/год.		38,89			
	от 527,5 до 1055 MWh/год.		37,32			
	от 1055 до 2110 MWh/год.		34,91			
	от 2110 до 5275 MWh/год.		34,08			
	от 5275 до 10 550 MWh/год.		33,94			
	Енергийни предприятия	Промишлени 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				48,76	
	до 500 MWh/год., вкл.	34,76				
	над 500 MWh/год.	31,80				
	до 50 MWh/год., вкл.		44,47			
	над 50 MWh/год. до 500 MWh/год., вкл.		39,15			
	над 500 MWh/год.		35,62			
6	"Кнежа-газ" ООД – община Кнежа*****				45,61	
	до 1055 MWh	33,78				
	до 4220 MWh	30,82				
	до 211 MWh		33,91			
	до 1055 MWh		32,80			
7	"Неврокоп-газ" АД – община Гоце Делчев ***				91,19	
	до 2500 MWh вкл.	73,73				
	над 2500 MWh	66,78				
	до 250 MWh вкл.		85,50			
	над 250 MWh		81,86			
8	"Свиленград-Газ" АД – община Свиленград ***				85,93	
	до 100 000 m^3/год., вкл.******	71,98				
	до 200 000 m^3/год., вкл.******	70,02				
	над 200 000 m^3/год., вкл.******	67,30				
	до 10 000 m^3/год., вкл.******		78,53			
	до 20 000 m^3/год., вкл.******		76,86			
	над 20 000 m^3/год., вкл.******		74,49			
9	"ТЕЦЕКО" ЕООД – общини Свищов и Белене ***		59,36		57,16	
	до 100 000 m^3/год., вкл.******	51,83				
	до 500 000 m^3/год., вкл.******	50,07				
	до 1 000 000 m^3/год., вкл.******	46,82				
	над 1 000 000 m^3/год.******	40,93				
10	"КарловоГаз" ООД – община Карлово***				66,01	
	до 20 000 m^3/год.******	62,58				
	до 50 000 m^3/год.******	56,83				
	до 100 000 m^3/год.******	53,92				
	до 250 000 m^3/год.******	49,43				
	до 500 000 m^3/год.******	46,92				
	до 1 000 000 m^3/год.******	46,37				
	над 1 000 000 m^3/год.******	43,77				
11	"Аресгаз" ЕАД – община Сопот	28,90	39,89			13,93
12	"Аресгаз" ЕАД – община Хисаря	30,27	39,13			13,62
13	"Комекес" АД – община Самоков				43,44	
	до 1054,599 MWh	34,45				
	от 1054,600 MWh до 10 545,999 MWh	28,99				
	над 10 546,000 MWh	26,82				
	до 52,729 MWh		43,66			
	от 52,730 MWh до 210,920 MWh		43,51			
	от 210,921 MWh до 1054,599 MWh		42,15			
	от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh		40,27			
	над 2109,200 MWh		38,77			
14	"Балкангаз-2000" АД – община Ботевград	32,92	36,38		38,86	
15	"Севлиевогаз-2000" АД – община Севлиево		34,10		36,85	
	до 50 000 MWh	30,30				
	над 50 000 MWh	21,28				
16	"Примагаз" АД – кметства "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна	30,91	43,16		51,00	
17	"Газинженеринг" ООД – община Долни Дъбник				45,65	
	до 105,5 MWh	31,89				
	до 1055 MWh	30,39				
	до 10 550 MWh	29,90				
	до 105,5 MWh		35,69			
	до 1055 MWh		34,28			
18	"Камено-газ" ЕООД – община Камено	33,39	41,44		42,75	
19	"Добруджа газ" АД – община Генерал Тошево******	29,52	36,84		46,47	
20	"Правецгаз 1" АД – община Правец******	27,98	35,33		37,13	
21	"Костинбродгаз"ООД – община Костинброд				39,63	
	до 20 хнм^3/год., вкл.******	29,35				
	от 20 хнм^3 до 200 хнм^3/год., вкл.******	27,80				
	от 200 хнм^3 до 1000 хнм^3/год., вкл.******	26,58				
	над 1000 хнм^3/год.******	25,67				
	метанстанции	26,33				
	до 5 хнм^3/год, вкл.******		38,50			
	от 5 до 20 хнм^3/год., вкл.******		37,03			
	от 20 до 100 хнм^3/год., вкл.******		33,36			
	над 100 хнм^3/год.******		29,95			
22	"Ситигаз България" ЕАД – обособена територия Тракия, общини Кърджали, Велинград, Павел Баня, Гурково, Твърдица и Брацигово****		43,66		44,49	5,69
	до 1000 MWh/год.	41,59				
	от 1000 до 5000 MWh/год.	33,67				
	от 5000 до 10 000 MWh/год.	30,48				
	от 10 000 до 50 000 MWh/год.	29,46				

	над 50 000 MWh/год.	28,82				
23	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Запад" ******	38,26	43,30		47,03	
24	"Газо-енергийно дружество-Елин Пелин" ЕООД – община Елин Пелин		35,66		36,00	
	до 500 000 m^3/год., вкл.******	31,34				
	над 500 000 m^3/год., вкл.******	29,79				
25	"Консорциум Варна Про Енерджи" ООД – община Балчик ******	28,23	38,31		43,46	
26	"Ситигаз България" ЕАД – общини Силистра, Алфатар, Дулово, Тутракан, Главиница и Ситово		40,95		43,61	
	до 10 000 nm^3/год.******	39,90				
	от 10 000 до 100 000 nm^3/год.******	35,92				
	от 100 000 до 500 000 nm^3/год.******	30,42				
	от 500 000 до 1 000 000 nm^3/год.******	28,11				
27	"Ситигаз България" ЕАД – община Габрово		40,23		43,04	
	до 10 000 nm^3/год.******	39,87				
	от 10 000 до 100 000 nm^3/год.******	38,64				
	от 100 000 до 500 000 nm^3/год.******	33,52				
	от 500 000 до 1 000 000 nm^3/год.******	32,45				
	от 1 000 000 до 5 000 000 nm^3/год.******	30,46				
28	"Си Ен Джи Марица" ООД – община Чепеларе**				43,17	
	до 10 000 m^3/год., вкл.******		37,89			
	до 50 000 m^3/год., вкл.******		42,09			
	до 100 000 m^3/год., вкл.******		33,91			
	над 100 000 m^3/год.******		27,14			
	до 200 000 m^3/год., вкл.******	29,00				
	до 1 000 000 m^3/год.******	27,98				

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 10,562 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 Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето със **седем гласа „за"** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – 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 1 MW и над 1 MW,** 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 1 MW - 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 1 MW и над 1 MW.

Според § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г. КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ премии, като разлика между определената до влизането в сила на същия 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. Аналогична е и разпоредбата на § 34, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.

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-55 от 14.04.2020 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-422 от 22.05.2020 г., който е приет от Комисията с решение по т. 1 от Протокол № 112 от 29.05.2020 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 1 MW и над 1 MW. В изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 08.06.2020 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица, са постъпили становища, както следва:

1. Становище с вх. № Е-12-00-312 от 01.06.2020 г. от „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД, вх. № Е-12-00-313 от 01.06.2020 г. от „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, вх. № Е-12-00-314 от 01.06.2020 г. от „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, вх. № Е-12-00-315 от 01.06.2020 г. от „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД и вх. № Е-12-00-316 от 01.06.2020 г. от „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД:

Горните дружества посочват, че съгласно § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г. и § 34, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., КЕВР определя премия за електрическа енергия произведена от ВИ производители. В тази връзка, КЕВР определя прогнозни пазарни цени на електрическата енергия за регулаторния период, продавана на свободен пазар чрез платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД). При определяне размера на пазарните цени за период от една година, КЕВР следва да анализира пазарните тенденции, като отчита всички фактори, водещи до изменение на борсовите цени, както и цените за минали периоди.

Дружествата заявяват, че при извършване на този анализ следва да бъде отчетено влиянието на пандемията с COVID-19 и въведеното извънредно положение с редица ограничаващи противоепидемиологични мерки. Посочват, също, че самите мерки в страната директно и индиректно са принудили почти целия индустриален сектор да преустанови дейност. Твърдят, че всеобщата криза породена от пандемията е засегнала силно, както големите индустриални предприятия, чиито възложители са международни компании и концерни, така и много от дребния и среден бизнес, които са основни потребители на електроенергия на свободния пазар. Преустановяването на дейността на почти целия индустриален сектор е довело до, изместване на потреблението от свободен към регулиран пазар, което неминуемо се отразило на цената на електрическата енергия търгувана на БНЕБ ЕАД. От горните дружества посочват, че цената на електрическата енергия на пазара „ден-напред“ се е понижила драстично, и постигнатите среднопретеглени цени на пазар „ден-напред“ на производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия за месец март 2020 г. е била в размер на 51,90 лв., за месец април 2020 г. – 40,12 лв., и за месец май 2020 – 39,69 лв. В тази връзка се твърди, че според големите държавни предприятия цената на електрическата енергия ще продължи да бъде ниска. Производителите обръщат внимание също, че на последните търгове организирани от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД на централизиран пазар за двустранни договори на БНЕБ ЕАД, на 29.05.2020 г. за периода 01.06.2020 - 30.06.2020 г. общо за 216 000 MWh при цена от едва 63,60 лв./MWh, и на

01.06.2020 търг за продажба на общо 160 080 MWh за периода 08.06.2020 - 30.06.2020 при цена от 60,50 лв./MWh, като посочват още, че ситуацията в електроенергийните пазари на другите страни-членки на ЕС е сходна.

Във връзка с гореизложеното, дружествата считат за необоснован размерът от 94,96 лв./MWh на предложената средно претеглена референтна пазарна цена за регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.. В тази връзка посочват, че така определената средно претеглена референтна пазарна цена, не отчита настоящите икономически реалности и не може да се определи като „пазарна“. Според дружествата, не са налице индикации, че търсенето на електрическа енергия ще се увеличи до степен, която да обоснове такава висока средна цена. В допълнение горните дружества считат за недопустимо използването на данни от календарната 2019-та година, предвид наличието на данните за единадесет от дванадесетте месеца на предходния регулаторен период, които отразяват по-адекватно тенденциите за цените на електрическата енергия.

Според дружествата, производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия не достигат референтната цена от 96,35 лв./MWh по Решение Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР, поради което понасят загуба от почти 10 лв./MWh.

В обобщение дружествата посочват, че прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. следва да бъде не повече от 80,00 лв./MWh и определянето на изкуствено завишена референтна цена, респ. изкуствено занижен размер на дължимата премия, ще постави под сериозен натиск всички производители на енергия от ВИ и ще внесе несигурност в системата. Това, от своя страна според дружествата може да рефлектира и върху търговските банки, кредитори на производителите на енергия от ВИ и би било в противоречие с целта и концепцията на възстановителния фонд „ЕС в следващото поколение“ на Европейската комисия.

Комисията приема горното становище за неоснователно. КЕВР определя прогнозна пазарна цена за базов товар за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г., като отчита българските фючърси на EEX[1] (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[2]. Действително, предвид обявеното извънредно положение, цените през последното тримесечие са изключително ниски, но цитираните в становището на дружествата търгове, организирани от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД на централизиран пазар за двустранни договори на БНЕБ ЕАД, са относими към период, различен от регулаторния. Междувременно обаче, на посочената платформа са проведени търгове за второто полугодие на 2020 г., като постигнатите цени са изключително близки до цените за фючърсите за този период, както е видно от мотивите към решението изложени по-долу. По отношение на посочената от горните дружества прогнозна цена на електрическата енергия, произведена от слънчева енергия в размер на 80,00 лв./MWh, следва да се има предвид, че дружествата не са представили доказателства за начина на нейното формиране и за съответствието на изчисленията с Раздел IIIа от НРЦЕЕ.

2. Становище с вх. № Е-04-40-5 от 05.06.2020 г. и с вх. № Е-04-40-6 от 22.06.2020 г. от Асоциация „Хидроенергия“ (Асоциацията, АХ):

Асоциацията посочва, че при определянето на прогнозна пазарна цена (ППЦ) за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW в размер на – 90,95 лв./MWh, не са взети предвид цените на пазарен сегмент „ден-напред“ на „Българската независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) за периода януари – май 2020 г..

Според Асоциацията цените за посочения период остават по-ниски от прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. от 45,00

[1] http://www.eex.com
[2] https://hudex.hu

лв./MWh. По тази причина, асоциация „Хидроенергия“ настоява при определянето на ППЦ да бъде включен и периода от началото на 2020 г., като се вземе предвид извънредната ситуация с пандемията COVID-19 и негативните последици от нея върху електроенергийния пазар.

Асоциация „Хидроенергия“ посочва, че е извършила симулация с участието на над 90% от инсталираните мощности в рамките на асоциацията, предвид получените резултати считат, че предвижданата нова ППЦ за ВЕЦ е непостижима при настоящите реалности и ще доведе до драстични загуби, и до влошаване на финансовото състояние на дружествата от сектора.

От Асоциацията посочват, че резултатите обхващат периода 01.07.2019 г. – 31.05.2020 г. и показват, че постиганите цени на платформите на БНЕБ ЕАД, спрямо цената на базов товар са по-ниски от средните стойности, които КЕВР използва при определянето на ППЦ. В допълнение от Асоциация „Хидроенергия“ посочват, че това е в резултат на извършената симулация за нуждите на определяне на ППЦ за ВЕЦ с участието на „БАД 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. Също така от Асоциация „Хидроенергия“ считат, че производителите с ВЕЦ, избрани от Комисията и които участват в симулацията, не представляват обективна извадка за групата на първичния енергиен източник – водна енергия, поради техническите особености на различните типове ВЕЦ. АХ заявява, че централите на „БАД Гранитоид“ и на „Енерго-Про България“ ЕАД са със сезонни и дневни изравнители, което позволява производство на пикова енергия, а това води до „изкривяване“ на симулацията при изчисляването на среднопретеглената цена за пазарен сегмент „ден-напред“. Според Асоциацията в потвърждение на необективните резултати е и факта, че ВЕЦ „Козлодуй“ ЕАД използва остатъчния енергиен ресурс на отработената вода на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, което позволява производството на изцяло базова енергия, независещо от сезонността, а това води до прогнозируеми обеми на производство, което предоставя допълнителни предимства и възможности за максимално изгодни условия за търговия.

Във връзка с гореизложеното, според АХ е определен групов коефициент значително по-висок от реално постиганият от сектора и съответно ще намали премията за всички ВЕЦ в групата. В тази връзка от Асоциацията предлагат симулацията да бъде извършена с участието на по-широк кръг производители, притежаващи централи с различен профил на производство, както и да бъдат включени цените на БНЕБ ЕАД за периода януари - май 2020 г. С цел максимална обективност, от АХ предлагат симулацията да бъде извършвана с производители, сумата от чиято инсталирана мощност представлява не по-малко от 30 на сто от инсталираната мощност на съответна група, вместо анализираните от Комисията приблизително 12%, както и да бъдат включени производители с инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW, които съгласно последните изменения в закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ - 954-01-43 от 19.06 2019 г), осъществяват сделки на организиран борсов пазар.

От Асоциация „Хидроенергия“ обръщат внимание към ценовите тенденции на фючърсните сделки, които Комисията ползва при определяне на ППЦ като подчертават, че към настоящия момент все още нямат достъп до финансови продукти през платформите на БНЕБ ЕАД, които да позволят да се възползват от фючърсни сделки на съседни пазари, с цел да оптимизират управлението на риска. Според Асоциацията, остава неясно какво налага в настоящия проект на решение нивата на фючърсните сделки да не отчитат преките разходи за производителите, в случаите, когато те търгуват извън рамките на страната, спрямо миналогодишното решение на Комисията от 01.07.2019 г., където постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, намалени с около 9-10 евро/MWh, които включват разходи за капацитети и печалба.

Според Асоциацията прекалено високото предлагане и драстично намаленото търсене в последните месеци би следвало да наложат диверсифициран подход при определяне на ППЦ, който да отчита необичайно голямата разлика между покупната и продажната цена на пазар

„ден-напред“ и фючърсните пазари. В допълнение Асоциация „Хидроенергия“ заявява, че в потвърждение на задълбочаването на основните проблеми на българския електроенергиен пазар е ниската ликвидност и висока ценова волатилност, което показва неуспешната реализация на предлаганата от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД базова енергия в рамките на периода 29.05 - 05.06.2020 г. От Асоциация „Хидроенергия“ посочват още, че първоначално обявената продажна цена от 63,60 лв./MWh за предлаганите 300 MW енергия, е била намалена с почти 10%, но поради намаленото потребление на стопанските потребители от една страна и свръх предлагането, от друга страна, 259 MW все още остават нереализирани.

Асоциация „Хидроенергия“ заявява, че като производители на възобновяема енергия от ВЕЦ са зависими в най-висока степен от пазарната цена, поради факта, че получават най-ниска премия в сравнение с останалите производствени технологии, което ги прави и основните потърпевши от ниските цени през последните месеци. От Асоциацията изтъкват, че това е още една причина да настояват за преразглеждане на определените от Комисията прогнозни пазарни цени като считат, че 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, следва да се осредняват стойностите за по-дълъг времеви период, а не да се вземат предвид единствено показателите от последната година. Според Асоциация „Хидроенергия“ това искане е провокирано и от необходимостта да бъде отчетена изключителната динамика и сериозните отклонения на хидрологията за всяка отделна година, които значително влияят на годишното помесечно разпределение на произведената електрическа енергия от ВЕЦ. В резултат на това в становището си АХ посочва, че в определени години ВЕЦ работят в условия на силно намалени водни количества, което според тях е предпоставка за изкривяване на резултатите. В допълнение от Асоциацията считат, 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.

Комисията приема горното становище за неоснователно. По отношение на искането на Асоциация „Хидроенергия“ да бъде включен и периода от началото на 2020 г., като се вземе предвид извънредната ситуация с пандемията COVID-19 и негативните последици от нея върху електроенергийния пазар, 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 01.01.2020 г. ще бъде използван при определяне на груповите коефициенти за регулаторният период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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, когато не са постъпвали възражения по отношение на обективността на извадката, и с оглед спазването на принципите за последователност, проследимост, прозрачност и недискриминационно отношение е коректно да се запазят.

По отношение на твърденията на Асоциация „Хидроенергия“, че към настоящия момент все още нямат достъп до финансови продукти през платформите на БНЕБ ЕАД, които да позволят да се възползват от фючърсни сделки на съседни пазари, с цел да оптимизират управлението на риска, Комисията счита, че не съществуват пречки пред производителите да се възползват от предлаганите на EEX такива за българският пазар, както и на HUDEX за унгарският такъв, на който постигнатите цени са изключително близки до тези на БНЕБ ЕАД.

Относно възражението на Асоциацията, че нивата на фючърсните сделки не отчитат преките разходи на производителите, в случаите, когато те търгуват извън рамките на страната, спрямо миналогодишното решение на Комисията от 01.07.2019 г., където постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, намалени с около 9-10 €/MWh, които включват разходи за капацитети и печалба, следва да се отбележи, че за разлика от първата половина на 2019 г., когато интересът за износ на електрическа енергия беше изключително голям, цените на преносната способност на българска граница достигаха нива от дори над 10 €/MWh. Допълнителен натиск върху цените на електрическата енергия в посока надолу оказваше и дължимите от износителите цени за пренос и достъп до електропреносната мрежа, което задължение отпадна от 01.07.2019 г., но към онзи момент все още не беше възможно да се направи реална оценка на влиянието му върху ценовите тенденции. Към настоящия момент цените на годишните капацитети на сръбско-българската и румънско-българската граница са около 1 €/MWh. Следва да се има предвид, че през предходния регулаторен период цената на електрическата енергия е напълно съотносима с тази в региона (Румъния и Унгария), като дори от началото на годината цените на сегмента „ден напред“ на БНЕБ ЕАД са по-високи от тези на регионалните борсови пазари. С очакваното обединение на българският пазар „ден напред“ с тези на пазарните зони от 4MMC (Румъния, Унгария, Чехия и Словакия), практически цените в България ще са равни или много близки до цените в Румъния и Унгария, като преносна способност за търгуваната на пазар „ден напред“ няма да се заплаща. Тенденциите българският пазар да е най-евтин в региона се обърнаха, в резултат на обединението на пазарите „в рамките на деня“ и ограниченото предлагане на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД.

3. Становище с писма с вх. № Е-12-00-335 от 11.06.2020 г. от „Еко Инвест 1“ ООД, с вх. № Е-12-00-334 от 11.06.2020 г. от „Еко Мед 5“ ООД, с вх. № Е-12-00-333 от 11.06.2020 г. от „Ем Ес Транс“ ООД и с вх. № Е-12-00-336 от 11.06.2020 г. от „Риц 1“ ООД, като в становища си дружествата посочват, че по отношение на предложената прогнозна пазарна за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., съгласно § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г. и § 34, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г., КЕВР определя премия за електрическа енергия произведена от ВИ производители. С оглед изпълнение на тази законова разпоредба, КЕВР определя прогнозни пазарни цени на електрическата енергия за регулаторния период , продавана на свободен пазар чрез платформите на БНЕБ ЕАД. При определяне размера на пазарните цени за период от една година, КЕВР следва да анализира пазарните тенденции, като отчита всички фактори, водещи до изменение на борсовите цени, както и цените за минали периоди.

От групата ВтЕЦ заявяват, че при извършване на този анализ, следва да се отчете влиянието на пандемията с COVID-19 и въведеното извънредно положение с редица ограничаващи противоепидемиологични мерки. От групата ВтЕЦ посочват, че самите мерки в страната директно и индиректно са принудили почти целия индустриален сектор да преустанови дейност. В допълнение посочват, че всеобщата криза породена от пандемията е засегнала силно, както големите индустриални предприятия, чиито възложители са международни компании и концерни, така и много от дребния и среден бизнес, които са основни потребители на електроенергия на свободния пазар. Преустановяването на дейността на почти целия индустриален сектор е довело до изместване на потреблението от свободен към регулиран пазар, което неминуемо се отразило на цената на електрическата енергия търгувана на БНЕБ ЕАД. От групата ВтЕЦ посочват, че цената на електрическата енергия на пазара „ден-напред“ се е понижила драстично, което неминуемо е рефлектирало върху търговците и производителите на електрическа енергия. Достигнатите среднопретеглени цени на пазар „ден-напред“ на производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия за месец март 2020 г. е била в размер на 53,71 лв., за месец април 2020 г. – 41,74 лв., и за месец май 2020 – 43,08 лв. От групата ВтЕЦ посочват още, че и големите държавни предприятия считат, че цената на електрическата енергия ще продължи

да бъде ниска. В тази връзка, от групата ВтЕЦ обръщат внимание на последните търгове организирани от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД на централизиран пазар за двустранни договори на БНЕБ ЕАД, на 29.05.2020 г. за периода 01.06.2020 - 30.06.2020 г. общо за 216 000 MWh при цена от едва 63,60 лв./MWh, и на 01.06.2020 търг за продажба на общо 160 080 MWh за периода 08.06.2020 - 30.06.2020 при цена от 60,50 лв./MWh, като посочват още, че ситуацията в електроенергийните пазари на другите страни-членки на ЕС е сходна.

Във връзка с гореизложеното, от групата ВтЕЦ заявяват, че е необосновано предложението на КЕВР за определяне размера на средно претеглена референтна пазарна цена за регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. от 83,45 лв./MWh. Според групата ВтЕЦ, няма никакви индикации, че търсенето на електрическа енергия ще се увеличи до степен, която да обоснове толкова висока средна цена, напротив, тенденциите от последните месеци са за значително понижение на цените. Също така от групата ВтЕЦ считат за недопустимо, че в проекта на решение за определяне на прогнозната годишна пазарна цена за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., публикуван на 29.05.2020 г., Комисията използва данни от календарната 2019-та година, а не от почти вече изминалия регулаторен период 01.07.2019 – 30.06.2020 г., като посочват още, че към момента са налични данните за единадесет от дванадесетте месеца на предходния регулаторен период, които отразяват по-адекватно тенденциите за цените на електрическата енергия.

Според групата ВтЕЦ, производителите на електрическа енергия, произведена от вятър не достигат заложената с решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР за настоящия регулаторен период референтна цена от 84,15 лв./MWh и понасят загуба от почти 10 лв./MWh.

От групата ВтЕЦ заявяват, че така определената средно претеглена референтна пазарна цена, не отчита настоящите икономически реалности и не може да се определи като „пазарна“.

Групата ВтЕЦ посочва, че прогнозна пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънце за регулаторен период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. следва да бъде не повече от 76,00 лв./MWh.

Комисията приема горното становище за неоснователно. Аргументи са изложени по-горе.

4. Становище с писма с вх. № Е-12-00-343 от 11.06.2020 г. от „Агророуд“ ЕООД, с вх. № Е-13-183-3 от 11.06.2020 г. от „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД, с вх. № Е-13-126-5 от 11.06.2020 г. от „АСМ-БГ Инвестиции“ АД, с вх. № Е-12-00-342 от 11.06.2020 г. от „Биомет Солар Пчеларово“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-346 от 11.06.2020 г. от „Гисолар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-344 от 11.06.2020 г. от „Грийн Енерджи Парк“ ЕАД, с вх. № Е-12-00-345 от 11.06.2020 г. от „Еко Уъркс“ ЕООД, с вх. № Е-13-101-4 от 11.06.2020 г. от „Рес Технолъджи“ АД, с вх. № Е-12-00-337 от 11.06.2020 г. от „Солар Груп Системс“ ЕАД, с вх. № Е-12-00-338 от 11.06.2020 г. от „Солар Р1“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-339 от 11.06.2020 г. от „Солар Рас“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-341 от 11.06.2020 г. от „Сън Енерджи Кула 1“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-340 от 11.06.2020 г. от „Сънфлауър-Угърчин“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-359 от 17.06.2020 г. от „СП02“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-360 от 17.06.2020 г. от „Инниммо Солар“ ЕАД, с вх. № Е-12-00-361 от 17.06.2020 г. от „Солар 11“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-362 от 17.06.2020 г. от „Феникс Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-363 от 17.06.2020 г. от „Вълчин Енерджи“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-364 от 17.06.2020 г.от „Ханово 1 Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-365 от 17.06.2020 г. от „Джей Би Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-366 от 17.06.2020 г. от „Смолник Енерджи“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-367 от 17.06.2020 г. от „Солар Проджектс“ ЕАД и с вх. № Е-12-00-375 от 17.06.2020 г. от „Чарган Солар Плант“ ЕООД, като в гореизброените становища дружествата посочват, че по отношение на предложената прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. и по-конкретно за ФтЕЦ следва да се има предвид, че са понесени значителни загуби от референтната цена по Решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР в размер на 96,35 лв./MWh, предвид извънредното положение и кризата с COVID-19, когато

голяма част от контрагентите по договорите за изкупуване на електрическа енергия, са прекратили договорите си и от това са последвали допълнителни вреди. Според дружествата в Проекта на решение не е засегнато и не са анализирани резултатите от действието на Решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР, като считат за необходимо да бъде увеличен размера на премиите за фотоволтаичните производители за предстоящия регулаторен период.

В допълнение от дружествата заявяват, че прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. следва да бъде определена в размер по-нисък от 90,00 лв./MWh и близка до нивата на фючърсите за трето тримесечие на 2020 г., а именно: 88,62 лв./MWh. По отношение на данните за средна цена за базов товар на пазара „ден-напред“ на БНЕБ ЕАД и на постигната среднопретеглена цена при симулацията, според дружествата следва да се вземат предвид и данните за месец май 2020 г., в резултат на което груповия коефициент ще бъде близък до 1 (единица).

В становищата се посочва, още че при прилагането на по-прецизна методология при изчисляването на прогнозната пазарна цена за производителите на слънчева енергия, референтната цена следва да бъде от порядъка на 84-86 лв./MWh.

От дружествата заявяват, че това са постигнатите пазарни нива при проведен конкурс сред пет от водещите търговци на електрическа енергия относно изкупуването на произведената електрическа енергия за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. Според дружествата в случай, че референтната цена от 94,96 лв./MWh се запази, за новия регулаторен период дружествата ще реализират губи от по 10 лв./MWh. Според дружествата чрез референтната цена следва да бъде гарантирано на производителите получаването на плащания, които да са равни на тези по старата преференциална цена.

Според дружествата, КЕВР следва да определи по-ниска прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия от 94,96 лв./MWh, която е посочена в проекта на решение.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. По отношение на искането на производителите на електрическа енергия от слънчева енергия за анализ на действието на Решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР и по-специално постигнатите по-ниски цени през периода на действие на извънредното положение в резултат, на което премиите им да се увеличат, Комисията счита, че подобна компенсация е недопустима, предвид липсата на нормативно основание същата да бъде извършена. Премиите за следващия регулаторен период са увеличени в резултат на постигнатият по-нисък коефициент по 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 (в случая 2019 г.). Периодът от 01.01.2020 г. ще бъде използван при определяне на груповите коефициенти за регулаторният период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

По отношение на искането прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. да бъде определена в размер по-нисък от 90,00 лв./MWh и близка до нивата на фючърсите за трето тримесечие на 2020 г., а именно: 88,62 лв./MWh, Комисията счита, че е недопустимо при определянето на годишна ППЦ, да се използват единствено фючърси за трето тримесечие, като се игнорират двете тримесечия, които се характеризират с най-високи цени, а именно първо и четвърто.

Относно предложението данните за средна цена за базов товар на пазара „ден-напред“ на БНЕБ ЕАД и на постигната среднопретеглена цена при симулацията, да се вземат предвид и данните за месец май 2020 г., следва да се отбележи, 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.

По отношение на постигнатите нива при проведен конкурс сред пет от водещите

търговци на електрическа енергия, относно изкупуването на произведената електрическа енергия от ФЕЦ за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., Комисията не може да приеме подобна информация за представителна, тъй като подобен търг липсва на платформите на БНЕБ ЕАД, в КЕВР липсва информация относно условията на конкурса, не е ясно включени ли са разходи за балансиране на търговеца и допълнителни услуги в предложената цена и т.н.

5. Становище с вх. № Е-04-29-3 от 18.06.2020 г. от Българска ветроенергийна асоциация (БГВЕА, Асоциацията):

БГВЕА счита определената в проекта на решение прогнозна пазарна цена („ППЦ“) за базов товар от 90,00 лв./MWh за необосновано висока и настоява за преразглеждането й.

Според Асоциацията, съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (Наредба 1, Наредбата) Комисията определя ППЦ за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси. Според БГВЕА към настоящия момент сделките на централизирания пазар на двустранни договори на Българска независима електроенергийна борса ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., са недостатъчни като товар (118 MW) и брой, за да бъдат референтни. От Асоциацията посочват, че на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са проведени търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния такъв. БГВЕА заявява, че от началото на годината на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД са проведени 8 търга, които частично съвпадат с различни периоди от следващия регулаторен период. БГВЕА счита, че поради гореизложените аргументи, сделките на БНЕБ ЕАД не могат да бъдат използвани като представителна извадка за определяне на прогнозната пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 - 30.06.2021 г.

От Българска ветроенергийна асоциация, посочват че за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на EEX (European Energy Exchange), където почти няма реализирани сделки за българския пазар и посочените цени са изчислени не на база реални сделки, а е приложена определена методология, което според тях ги прави необективни и неприложими за определяне на прогнозна пазарна цена за базов товар на БНЕБ ЕАД. В допълнение посочват още, че Комисията съпоставя тези цени с фючърсите на румънския и унгарския пазар на EEX и с цените на фючърсните сделки на HUDEX, като посочват, че средната цена за тези фючърсни сделки е около 90,00 лв./MWh. От БГВЕА считат, че за да бъдат относими цените на фючърсните сделки на EEX и HUDEX за регионалните пазари към търгуваните на българската борса продукти, те следва да бъдат намалени с разходи за капацитет и печалба, от порядъка на 9-10 евро/MWh, по аналогия на подхода възприет от КЕВР в предходното решение относно настоящия ценови период (решение № Ц-17 от 01.07.2019 г.). Според БГВЕА, така определената ППЦ за базов товар е значително по-ниска от 90,00 лв./MWh, като посочват още, че настоящата прогнозна пазарна цена от 89,00 лв./MWh (за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.) е изчислена на база на цени на фючърсите с около 10 евро по-високи от тези за следващия ценови период. Според БГВЕА в настоящия проект на решение Комисията предлага по-висока прогнозна пазарна цена в размер на 90,00 лв./MWh при цени на фючърсите с 20,00 лв./MWh по-ниски от предходните. БГВЕА настоява Комисията да преразгледа предложената ППЦ за базов товар, като отчете изложените от тях по-горе аргументи, приложи последователен подход с този от предходните периоди и отчете реалната динамика на пазар на електроенергия.

От Асоциацията заявяват, че ППЦ за базов товар е важен елемент, който дава пряко отражение върху целия пазар на електрическа енергия, тъй като въз основа на нея се определят премиите за отделните производители за следващия годишен период. В допълнение посочват, че тя е ключов елемент, като очакванията на производителите са ППЦ да даде гаранция и предвидимост на приходите на вятърните централи. В този смисъл от БГВЕА настояват КЕВР да вземе предвид горепосочените аргументи, както и актуалните пазарни тенденции, и да преразгледа определената ППЦ за производители на електрическа

енергия от вятър.

Комисията приема възражението на БГВЕА за неоснователно. При определянето на ППЦ за базов товар в приетия доклад за утвърждаване на цени КЕВР вече е отчела част от изложените от Асоциацията аргументи, а именно че сключените сделки и постигнатите цени на платформа „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не могат да бъдат считани за референтни за определяне на ППЦ за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. Междувременно обаче, на тази платформа са проведени търгове за второто полугодие на 2020 г., като постигнатите цени са изключително близки до цените за фючърсите за този период.

Твърдението, че Комисията пренебрегва факта, че за да бъдат относими цените на фючърсните сделки на EEX и HUDEX за регионалните пазари към търгуваните на българската борса продукти, те следва да бъдат намалени с разходи за капацитет и печалба или с 9-10 €/MWh, е неправилно, предвид изложеното по-долу и аргументите изложени по-горе от КЕВР по възражението на Асоциация „Хидроенергия“.

В допълнение, неправилно е твърдението на БГВЕА, че цените на фючърсите оказват еднакво влияние при всяко определяне на ППЦ за базов товар. Както Комисията нееднократно е посочвала в предходни ценови решения, цената на фючърсите на регионалните пазари е само един от факторите, въз основа на които се прогнозира цената за базов товар. Други такива фактори включват и национални специфики, като климатичните особености на Р България, управлението на мощностите в електроенергийната система, като ефективното използване на водния ресурс, управлението на излишъците, възможностите за внос и износ в „рамките на деня“ и др. В зависимост от конкретния случай и период, влиянието на всеки от тези фактори има различна тежест, и е несериозно да се твърди, че щом цената на фючърсите за предстоящия период е по-ниска от тази за предходната година, то и определената ППЦ също следва да е по-ниска.

6. Становище с вх. № Е-13-266-3 от 18.06.2020 г. в КЕВР е постъпило становище от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, със следните възражения:

Дружеството заявява, че по отношение на коефициентът е посочено, че 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, умножени със съответните индекси за изменението. Дружеството посочва, 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 Националния статистически институт (НСИ) и съответно от Министерството на земеделието, храните и горите (МЗХГ) не е приложен към стойността на отделните елементи, а към тяхната относителна тежест във формулата, което счита за неправилно.

Според дружеството напълно 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 от дружеството считат, 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 посочват, че в случая това биха могли да бъдат решение 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 коефициента 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 2019 г. и стойностите определени с Решение № Ц-17 от 2019 г. на КЕВР, поради което, коефициентът следва да се приложи към стойността на преференциалната цена определена с Решение № Ц-17 от 2019 г. на КЕВР. Според изчисления на дружеството това не е направено, тъй като цялата стойност на преференциалната цена е актуализирана само с 0,5%, а не с 2,04%, както е посочено в проекта за решение. Дружеството посочва, че в решението не е посочено към каква базисна стойност е приложен изчисления коефициент от 2,04% и защо.

Според „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, вместо с коефициента да бъде актуализирана преференциалната цена, той е приложен спрямо отделни ценови елементи от преференциалната цена, което противоречи на нормите на ЗЕВИ, както и на целта на закона.

В допълнение дружеството посочва, че възвръщаемостта на капитала не е разход, поради което коефициентът не следва да се прилага спрямо този елемент.

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. В допълнение „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД твърди, че в хода на проведени съдебни производства през изминалите години е установено, че изходните данни, заложени в ценовия модел на КЕВР са неверни, и по-конкретно:

По отношение на заложената в ценовия модел инсталирана електрическа мощност в размер на 2 500 kW: Според дружеството първото и едно от най-съществените отклонения в ценовия модел на КЕВР за цена на централа като тази от типа на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ЕООД е, че първия показател за инсталирана номинална електрическа мощност е приет да бъде 2 500 kW. Според дружеството това е неправилно, предвид на това, че експлоатационните разходи във формулата са посочени за производството електрическа енергия за 1 MW и цената се определя също не за 2,5 MW, а на 1 MW. Според дружеството това несъответствие 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.

Дружеството заявява, че горното следва да се вземе предвид при утвърждаване на окончателното решение, като се извършат необходимите анализи и проучвания и бъде отстранено на база техни изчисления несъответствието в използваните изходни данни, за да се определи коректно приложимата преференциална цена.

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 18-19%. От дружеството заявяват, 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 192,09 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:

Дружеството посочва, че съгласно разпоредбата на § 2, т. 1 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW, а по силата на § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г. премията се определя ежегодно от КЕВР в срок до 30 юни като разлика между определената до влизането в сила на същия 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 допълнение „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, посочва, че съгласно проекта на решение въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е определена в размер на 92,83 лв./MWh. Прогнозната пазарна цена за производителите на електрическата енергия от биомаса е определена на 90,01 лв./MWh.

Според дружеството, обосновката на проекта на решение преповтаря обосновката от предходни години, като не е взето предвид и не е правен анализ на движението на пазара и разликите между определената прогнозна цена за минали периоди и реалната средна цена за същите тези периоди. Така например прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. е определена в размер на 89,00 лв. MWh, средната цена на БНЕБ ЕАД за пазара „ден напред“ за същия период (до 15.06.2020 г.) е всъщност 83,16 лв.

„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, т.е. за да се определи пазарната цена за целия сектор на производители на енергия от биомаса да е направен анализ само за един участник. Дружеството посочва, че по този начин предвижданията в проекта на Решение се обосновават на данни, които са непълни, и определянето на цената е незаконосъобразно.

Според дружеството при определяне на груповия коефициент, КЕВР не е отчела спецификите при различните ВЕИ производители. 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 БНЕБ ЕАД, където цените в часовете off-peak и в неработни дни (събота, неделя и празници) са значително по-ниски.

Комисията счита горните възражения на дружеството за неоснователни, поради следните причини:

Твърдението на дружеството, че коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ не е приложен към стойността на отделните елементи, а към тяхната относителна тежест във формулата е неправилно, 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, като по този начин е изпълнено изискването на чл. 31, ал. 5 от ЗЕВИ.

В нарушение на изискванията на чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ е и твърдението на дружеството, че с горепосочения коефициент следва да се актуализира преференциалната цена, а не отделните ценови елементи.

По отношение на твърдението на дружеството-производител, че от разпоредбата на чл. 32 от ЗЕВИ не е ясно 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 според посочените разпоредби съответната утвърдена преференциална цена се актуализира на база актуализираните през предходната година стойности на изрично посочени в чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ ценообразуващи елементи, а именно: разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта и разходите за труд и работна заплата.

Предвид горното при актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия произведена от централи, работещи на биомаса, корекции са направени по отношение на експлоатационните разходи, свързани единствено с разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, в съответствие с представената информация от МЗХГ и от НСИ.

По отношение на възраженията на 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 по 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 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 тези ценообразуващи елементи са взети предвид от КЕВР в административното производство за определяне на преференциалната цена за изкупуване, което към момента е приключило с влязъл в сила административен акт – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г., по т. I.28. . Обсъждането на тези ценообразуващи елементи е неотносимо към настоящото производство по актуализиране на преференциалната цена, тъй като същите не следва да се изменят (арг. от чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ). В допълнение следва да се има предвид, че твърденията на дружеството за неверни изходни данни в ценовия модел: електрическа мощност, калоричност и влажност на суровината, специфичен разход на суровината не следва и няма как да отговарят на индивидуалния разход на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, предвид факта, че в сектор ВИ цените се определят по групи производители, а не са индивидуални цени, приложими само за конкретен производител.

По отношение твърдението на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, че експлоатационните разходи не са определени правилно, следва да се има предвид, че посочените в становището от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД експлоатационни разходи в размер на 192,09 лв./MWh са част от заложената стойност в Решение № Ц-9 от 01.07.2018 г. на КЕВР. В настоящото административно производство са заложени експлоатационни разходи в размер на 196,66 лв./MWh. 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), следва да се има предвид, както е посочено и по-горе, че 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 (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW не следва да отразяват разходите и/или индивидуалните горивни характеристики на конкретна електрическа централа.

В обобщение, следва 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 становището на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД за приложения подход при определянето на прогнозната пазарна цена на електрическа енергия, произведена от биомаса, Комисията на основание чл. 37б, ал. 4 от НРЦЕЕ, определя пазарната цена на електрическата енергия на база анализ, който включва производители, 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 съответната група. Групата по чл. 37б, ал. 2, т. 7 от НРЦЕЕ се състои от двама производители, като инсталираната мощност на „Монди Стамболийски“ ЕАД е 79% от тази на групата.

7. Становище с вх. № Е-04-21-1 от 22.06.2020 г. от Българска соларна асоциация (БСА, Асоциацията), със следните възражения:

По отношение на инвестиционните разходи, в своето становище БСА визира пазара в Германия (чиито данни обхваща доклада на Института „Фраунхофер“), като посочва че производството на енергия от възобновяеми източници се развива приоритетно и за малки централи няма административни тежки процедури, проектиране, съгласуване, изграждане на трасета, трансформаторни устройства и други.

От БСА заявяват, 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, пуснато 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“. От Асоциацията посочват, 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 в двата мощностни диапазона (до 5 kWp и от 5 до 30 kWp).

В допълнение от Асоциацията предлагат да бъде взето предвид, че в раздела за централи до 5 kWp, част от централите 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 възвращаемост на капитала и структура на капитала, от Асоциацията заявяват, че така определената норма на възвръщаемост 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 според БСА предполага повишаване на определената норма.

По отношение на размера на експлоатационните разходи, БСА възразява срещу подхода за определяне на експлоатационните разходи като процент от инвестиционните с аргумента, че по този начин те са силно подценени.

От БСА са направили изчисления на експлоатационните разходи за двата мощностни диапазона за година, като посочват, че в тях са включени разходи за ремонт, поддръжка, застраховки, почистване и други. В допълнение от Асоциацията посочват, че освен преки разходи, всяка инсталация има и постоянни и променливи административни разходи.

От БСА посочват, че в експлоатационни 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, посочват и че не са отчетени пропуснатите ползи от въвеждането на термина „нетно специфично производство“. Заявяват още, че не са отчетени и административни разходи, които се налага производителите да правят заради месечната кореспонденция с различни институции: ЕРП, АУЕР, ФСЕЕС, НАП и други.

БСА предлага по отношение на експлоатационните разходи, КЕВР да направи по-обстоен анализ от посочения в доклада, като посочва, че има достатъчно данни за тях от предоставяни счетоводни отчети, като Комисията да се позове на реални данни, кореспондиращи с нормативната база в България.

По отношение на средногодишната продължителност на работа на централите от 1348 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.

Според Асоциацията, въпреки, че е посочено, че данните за средногодишната продължителност на работа са на база предоставена информация от АУЕР липсва анализ и източник на информацията как точно е определена конкретната цифра.

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.

По отношение на амортизационните отчисления, от БСА заявяват, че според действащото законодателство, една централа, присъединена след 30.06.2020 г. би сключила договор за 15 години, а не за 20 г. и е нелогично разходите за амортизация да се начисляват за период извън регулаторния.

В допълнение към горните възражения от БСА предлагат, да се обърне внимание на определянето на преференциални цени по вид технология, а именно:

От БСА, заявяват, че освен фотоволтаични електрически централи със стационарните конструкции, се изграждат и съоръжения със следящи конструкции – тракери, за които посочват, че 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. От Асоциацията посочват, 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. От БСА обръщат внимание и на системите с конструкции с променлив ъгъл по вертикалната ос, като посочват, че имат възможност да регулират ъгъла на попадане на слънчевата радиация ежедневно или сезонно. В тази връзка от БСА цитират разпоредбата на чл. 32, ал. 2, т. 4 от ЗЕВИ, където е указано, че при определяне на преференциалните цени е необходимо да се отчитат освен видът на възобновяемия източник, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията, също така и „..производителността на инсталацията според вида технология..“. От БСА посочват, че нееднократно е обръщано внимание върху влиянието на решението на Комисията по определяне на цени, включително и на средногодишното производство по отношение на една конкретна група производители на електрическа енергия от възобновяеми източници – 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, според БСА означава, че КЕВР съобразява само незначителна част от изискванията.

От БСА посочват, че според тях Комисията разполага с достатъчно данни за размера на инвестиционните разходи за изграждане на фотоволтаични централи с двойно следящи конструкции, според които предвид спецификата на използваната технология, са значително по-високи в сравнение с аналогичните инсталирани инсталации със стационарни конструкции - покривни и наземни, като посочват, че използваната технология води до по-висока производителност.

Предвид гореизложеното, БСА е изчислило и предлага изкупни цени за следващия регулаторен период за двата мощностни диапазона до 5 kWp в размер на 265 лв./MWh, без ДДС и от 5 kWp до 30 kWp включително в размер на 217 лв./MWh, без ДДС, като посочват, че в предложените от тях изкупни цени не са включени дори и средния размер на експлоатационните разходи, които инсталациите правят, а е калкулиран възможно най-икономичният вариант, в който според БСА попадат не повече от 0,5% от всички инсталации в страната. В допълнение посочват, че не са включени и моментните цени на оборудването, които са повишени заради нарушени доставки и забавяне в производството поради пандемията от COVID-19.

От Асоциацията считат, че подкрепяйки развитието на малки покривни централи и такива осигуряващи задоволяването на собствените нужди на консуматорите, България може да постигне поетите пред ЕС, Парижкото споразумение и предстоящата „Зелена сделка” ангажименти без пределно натоварване на крайния потребител.

Комисията счита горните възражения БСА за неоснователни, поради следните аргументи:

Твърдението на БСА, че при определянето на преференциални цени не е отчетено икономическото положение, породено от пандемията COVID-19 е неправилно. Следва да се има предвид, че по отношение на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, посоченият източник е официален доклад на „Фраунхофер“ институт от края на 2019 г. и това са осреднени капиталови разходи в този период от време.

Тук следва да се има предвид, че намалението на цената от 5%, говори достатъчно ясно за консервативен подход, предвид породено от пандемията COVID-19 икономическо положение, който да балансира интересите на страните в сектора. Предвид горното следва да се има предвид, че при изчисляването на преференциалните цени за ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително е приложен еднакъв подход като са отчетени данните, относими в тази връзка.

Комисията приема за неоснователно твърдението на Асоциацията, че нормата на възвръщаемост от 7% е ниска. Подходът за изчисляване на нормата на възвръщаемост на капитала и структурата на капитала е еднакъв към всички видове технологии, произвеждащи

електрическа енергия от ВИ, 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.

Неоснователно е и възражението на БСА във връзка с определяне на експлоатационните разходи като процент от инвестиционните. В тази връзка следва да се има предвид, че размерът на експлоатационни разходи, е свързан с експлоатацията и поддръжката на съоръженията, съобразно съответните технически стандарти, от което следва че е обосновано да се приеме този вид разходи да е определен като процент от инвестиционните разходи.

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

Във връзка със средногодишната продължителност на работа и размера нетно специфично производство, следва да се има предвид, че данните и информацията от АУЕР представляват официален източник, като за нуждите на анализа на посочените пълни ефективни часове са ползвани данни за 2017 г., 2018 г. и 2019 г.

По отношение на възражението, че е нелогично разходите за амортизация да се начисляват за период по-дълъг от срока за изкупуване на електрическата енергия по преференциални цени следва да се има предвид, че БСА не са взели предвид разпоредбата на чл. 31, ал. 2, т. 1 от ЗЕВИ, съгласно която електрическата енергия от ВИ се изкупува въз основа на сключени дългосрочни договори за изкупуване за срок от двадесет години.

Предвид аргументите на Асоциацията, относно следящите конструкции, следва да се има предвид, че настоящото административно производство е образувано на основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и ал. 4 от ЗЕВИ, поради което е с предмет определяне на нови преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, както и актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса.

В този смисъл аргументите, касаещи конструкцията, присъединяването и подреждането на фотоволтаичните модули, както и позиционирането им спрямо слънцето, не са относими към административното производство за определяне на преференциални цени на електрическа енергия, тъй като представляват индивидуално управленско решение.

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: официален доклад на „Фраунхофер“ институт към края на месец ноември 2019 г.[3], (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems pv-financing.eu[4]

[3] https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf, към 22.05.2020 г.

и pv-magazine.com[5].

По данни от официалния доклад от ноември 2019 г. на „Фраунхофер“ институт, pv-financing.eu и pv-magazine.com, 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 официалния доклад от ноември 2019 г. на „Фраунхофер“ институт, по отношение на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че посоченият размер от 1 070 евро/kWp за групата мощности от 10 kWp до 100 kWp е запазен на нивото на данните представени в доклада от март 2019 г.

В тази връзка и предвид международния опит, както и придобития и изграден опит в страната, 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 запазят на нивото на определените в Решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР:

- По отношение на групата ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp с инвестиционни разходи в размер на 1 400 евро/kWp;
- По отношение на групата ФтЕЦ с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp с инвестиционни разходи в размер на 1 200 евро/kWp.

Извършен е анализ на данни и от друг източник, а именно - pv-magazine.com, от който е видно, че средната нетна цена на фотоволтаичните модули за периода март 2019 г. – март 2020 г. при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp е намалена с 3% от 0,35 евро/Wp за месец март 2019 г. на 0,34 евро/Wp през месец март 2020 г.

За определяне на средногодишната производителност на ФтЕЦ, при използване на модул „Crystalline silicon” с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за България възлиза на 1 492 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32˚, което съответства на 1 348 kWh/kWp нетно специфично производство на електрическа енергия за една година.

В тази връзка нетното специфично производство на електрическа енергия за една година в размер на 1 348 kWh/kWp, съвпада с предоставената от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) отчетна информация за тригодишен период (2017 г. - 2019 г.) на средногодишна продължителност на работа на ФтЕЦ за Р България.

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

[4] http://www.pv-financing.eu/tools/, към 22.05.2020 г.

[5] https://www.pv-magazine.com/module-price-index/, към 22.05.2020 г.

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.

- ежемесечните вноски във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ в размер на 5%, на основание чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, не са ценообразуващ елемент и не следва да се включват в състава на признатите от Комисията разходи.

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 края на месец ноември 2019 г. по данни на Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), pv-financing.eu и pv-magazine.com 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 приети с Решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР, 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 отразено намалението на цената на фотоволтаичните модули с 3% и средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 348 часа на база предоставената информация от АУЕР. В резултат на това инвестиционните разходи за новия ценови период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. са, както следва:

- за групата ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp в размер на 1 358 евро/kWp;
- за групата ФтЕЦ с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp в размер на 1 164 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-04-13-8 от 14.04.2020 г. е изискана информация от АУЕР за 2017 г., 2018 г. и 2019 г., 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 последните три години. В тази връзка с писмо с вх. № Е-04-13-8 от 28.04.2020 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 1 348 часа, което се равнява на 1 348 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% от инвестиционните разходи до 5^{та} година от експлоатацията включително, а от 6^{та} до 20^{та} година експлоатационните разходи за поддръжка нарастват на 3,5%. Експлоатационните разходи за ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp представляват 3% от инвестиционните разходи за целия двадесет 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. Възприет е среден 20 годишен амортизационен срок на активите, съответстващ на възприетия полезен живот на активите.

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 – 2 656 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 – 2 277 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 – 67,76 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 – 51,62 лв./MWh;

3. Полезен живот на активите – 20 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;

5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 348 часа, което се равнява на 1 348 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.	**238,07**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	66,29	27,84%
за разходи за амортизации	97,53	40,97%
за възвръщаемост	74,25	31,19%
ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**198,27**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	51,09	25,77%
за разходи за амортизации	83,59	42,16%
за възвръщаемост	63,59	32,07%

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 14.04.2020 г. е изискана информация от Националния статистически институт (НСИ), относно процента на тяхното изменение през 2019 г., спрямо предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-04-24-2 от 19.05.2020 г. с посочени процентите на изменение, както следва:

– Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2019 г. спрямо предходната календарна година въз основа на данните за изменението на средната работна заплата за 2019 г. от 11,1% е в размер на 15 283 лв., спрямо 13 755 лв. за 2018 г.

– Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2019 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 100,03, т.е. средногодишната инфлация е 0,03%.

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса с писмо с изх. № Е-03-13-3 от 14.04.2020 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-03-13-3 от 27.04.2020 г., от което е видно, че средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2019 г. - 31.03.2020 г. спрямо периода 01.04.2018 г. - 31.03.2019 г. е 103,8 на сто, т.е. 3,8%.

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 16,62%;

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 – 11,69 лв./MWh, или 3,96%;

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 – 123,28 лв./MWh, или 41,75%;

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 – 15,31 лв./MWh, или 5,19%.

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 разходите 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 2,21%, получен при следната формула: **2,21%=42,61%*3,8%+4,04%*0,03%+5,29%*11,1%.**

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.	**295,30**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	199,37	67,51%
за разходи за амортизации	54,33	18,40%
за възвръщаемост	41,60	14,09%

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 14,07%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 66,76 лв./MWh, или 14,58%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 64,83 лв./MWh, или 13,06%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,77 лв./MWh, или 8,68%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 25,82 лв./MWh, или 5,20%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 30,58 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 – 187,00 лв./MWh, или 37,68%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 221,49 лв./MWh, или 48,36%.

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 разходите в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 1,49%, получен при следната формула: **1,49%=26,01%*0,00%+5,33%*0,03%+13,37%*11,1%.**

- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW –0,98%, получен при следната формула: **0,98%=33,18%*0,00%+6,79%*0,03%+8,83%*11,1%.**

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.	**496,34**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	347,50	70,01%
за разходи за амортизации	84,12	16,95%
за възвръщаемост	64,72	13,04%
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	**457,97**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	358,60	78,30%
за разходи за амортизации	56,08	12,25%
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 18,37%.

1.2.Разходи за работни заплати, в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 70,85 лв./MWh, или 17,37%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 13,49 лв./MWh, или 3,31%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 89,00 лв./MWh, или 21,82%.

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 разходите в размер на:

-За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW - 1,99%, получен при следната формула: **1,99%=0,00%*0,00%+3,41*0,03%+17,90%*11,1%.**

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.	**407,97**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	248,28	60,86%
за разходи за амортизации	90,25	22,12%
за възвръщаемост	69,44	17,02%

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 – 15,96 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 – 49,38 лв./MWh, или 14,11%.

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 разходите в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,90%, получен при следната формула: **0,90%=9,97%*3,8%+1,98%*0,03%+4,71%*11,1%.**

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.	**349,92**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	172,76	49,37%
за разходи за амортизации	100,34	28,68%
за възвръщаемост	76,82	21,95%

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 20,28%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 15,07 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 – 7,35 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 – 164,23 лв./MWh, или 42,19%.

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 разходите в размер на:

- За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW - 0,40%, получен при следната формула: **0,40%=15,44%*0,00%+1,77%*0,03%+3,63%*11,1%.**

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.	**389,30**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	265,60	68,23%
за разходи за амортизации	67,60	17,36%
за възвръщаемост	56,10	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 20,55%.

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 – 39,97 лв./MWh, или 8,82%.

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 – 7,24 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 – 161,73 лв./MWh, или 35,66%.

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 разходите в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,93%, получен при следната формула: **0,93%=13,21%*0,00%+1,51%*0,03%+8,36%*11,1%.**

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.	**453,48**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	302,12	66,62%
за разходи за амортизации	82,62	18,22%
за възвръщаемост	68,74	15,16%

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 – 49,18 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 – 15,90 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 разходите в размер на:

За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,78%, получен при следната формула: **0,78%=8,61%*3,8%+1,71%*0,03%+4,07%*11,1%.**

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.	**351,69**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	168,29	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 21,29%;

– 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 15,93%;

– 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 – 7,04 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 – 11,63 лв./MWh, или 3,93%;

– 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 4,52%.

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 – 45,01 лв./MWh, или 21,78%;

– 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 – 122,66 лв./MWh, или 41,44%.

– 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 – 17,87 лв./MWh, или 8,65%;

– 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 – 15,23 лв./MWh, или 5,15%;

– 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 – 4,72 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 разходите 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 – 1,67%, получен при следната формула: **1,67%=20,39%*3,8%+3,19%*0,03%+8,10%*11,1%.**

– 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 – 2,04%, получен при следната формула: **2,04%=39,43%*3,8%+3,74%*0,03%+4,90%*11,1%.**

- 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 – 0,34%, получен при следната формула: **0,34%=0,00%*3,8%+4,07%*0,03%+3,07%*11,1%.**

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.	**206,65**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	113,93	55,13%
за разходи за амортизации	50,71	24,54%
за възвръщаемост	42,01	20,33%
ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**295,97**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	196,66	66,44%
за разходи за амортизации	54,33	18,36%
за възвръщаемост	44,98	15,20%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**138,30**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	51,97	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 20,25%.

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 – 7,33 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 – 163,58 лв./MWh, или 35,55%.

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 – 44,68 лв./MWh, или 9,71%.

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 разходите в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,02%, получен при следната формула: **1,02%=13,19%*0,00%+1,51%*0,03%+9,22%*11,1%.**

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.	**460,16**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	308,76	67,10%
за разходи за амортизации	82,62	17,95%
за възвръщаемост	68,78	14,95%

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 14,74%.

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 – 6,12 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 – 136,56 лв./MWh, или 29,50%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 65,18 лв./MWh, или 14,08%.

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 разходите в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 1,47%, получен при следната формула: **1,47%=10,83%*0,00%+1,24%*0,03%+13,23%*11,1%.**

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.	**462,92**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	276,06	59,63%
за разходи за амортизации	102,15	22,07%
за възвръщаемост	84,71	18,30%

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 24,70%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 88,10 лв./MWh, или 22,54%.

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 – 6,75 лв./MWh, или 1,73%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16,03 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 разходите в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,08%, получен при следната формула: **1,08%=17,19%*3,8%+1,60%*0,03%+3,80%*11,1%.**

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.	**390,80**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	207,40	53,07%
за разходи за амортизации	100,35	25,68%
за възвръщаемост	83,05	21,25%

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 – 42,18 лв./MWh, или 11,70%.

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 – 15,95 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 разходите в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,86%, получен при следната формула: **0,86%=10,71%*3,8%+1,68%*0,03%+4,05%*11,1%.**

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.	**360,48**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	176,94	49,08%
за разходи за амортизации	100,35	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 разходите в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,32%, получен при следната формула: **0,32%=0,00%*3,8%+3,85%*0,03%+2,91%*11,1%.**

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	37,19%
за разходи за амортизации	51,43	34,39%
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 18,45%;

– 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 до 5 MW – 40,49 лв./MWh, или 13,41%;

– 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 над 5 MW – 44,63 лв./MWh, или 29,85%.

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 – 9,56 лв./MWh, или 4,04%;

– 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 – 11,61 лв./MWh, или 3,85%;

– 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 – 61,05 лв./MWh, или 25,79%;

– 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 – 122,45 лв./MWh, или 40,57%;

– 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 – 17,69 лв./MWh, или 7,47%;

– 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 – 15,21 лв./MWh, или 5,04%;

– 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 – 4,71 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 разходите 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 – 1,70%, получен при следната формула: **1,70%=24,16%*3,8%+3,78%*0,03%+7,00%*11,1%.**

– 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 – 2,00%, получен при следната формула: **2,00%=38,58%*3,8%+3,66%*0,03%+4,79%*11,1%.**

– 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 – 0,32%, получен при следната формула: **0,32%=0,00%*3,8%+3,84%*0,03%+2,90%*11,1%.**

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.	**236,69**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	131,97	55,76%
за разходи за амортизации	50,71	21,42%
за възвръщаемост	54,01	22,82%
ЕЦ до 5* MW, *с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**301,84**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	189,76	62,87%
за разходи за амортизации	54,33	18,00%
за възвръщаемост	57,75	19,13%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**149,49**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	55,57	37,17%

за разходи за амортизации	51,43	34,40%
за възвръщаемост	42,49	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 25,22%.

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 – 7,31 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 – 164,29 лв./MWh, или 37,46%.

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 – 40,32 лв./MWh, или 9,19%.

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 разходите в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,99%, получен при следната формула: **0,99%=14,33%*0,00%+1,61%*0,03%+8,90%*11,1%.**

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.	**438,53**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	322,50	73,54%
за разходи за амортизации	55,73	12,71%
за възвръщаемост	60,30	13,75%

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 30,83%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 41,95 лв./MWh, или 10,68%.

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 – 6,57 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 – 15,87 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 разходите в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,79%, получен при следната формула: **0,79%=9,87%*3,8%+1,54%*0,03%+3,73%*11,1%.**

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.	**392,95**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	185,54	47,22%
за разходи за амортизации	100,35	25,54%
за възвръщаемост	107,06	27,24%

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 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 17,28%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,50 лв./MWh, или

11,23%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 23,44 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 – 141,49 лв./MWh, или 40,24%.

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 разходите в размер на:

- За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW - 1,27%, получен при следната формула: **1,27%=23,56%*0,00%+6,77%*0,03%+11,40%*11,1%.**

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.	**351,62**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	265,20	75,42%
за разходи за амортизации	50,00	14,22%
за възвръщаемост	36,42	10,36%

II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

Съгласно § 2, т. 1 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW.

По силата на § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г. премията се определя ежегодно от КЕВР в срок до 30 юни като разлика между определената до влизането в сила на същия 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.

Според § 34, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г. КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW премии, като разлика между определената до влизане в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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.

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 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. От началото на годината на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД са проведени 10 търга, за различни периоди от следващия регулаторен период, но основно на продукти с отклонения:

Дата	***Среднопретеглена цена***	***Период на доставка и отклонения***	***Товар MW***
29.06.2020	91,13	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	10
25.06.2020	89,00	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	35
24.06.2020	85,90	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	11
12.06.2020	83,45	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение(100%/+1000%)	10
03.05.2020	105,00	01.01.2021-31.03.2021; Почасово отклонение (-50%/+500%)	20
29.04.2020	90,10	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-60%/+200%)	60
22.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+400%)	1
06.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-90%/+200%)	10
30.03.2020	99,00	01.06.2020-31.12.2020; Базов товар	8
14.02.2020	105,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	5

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. Към 22.06.2020 г. цените на фючърсните сделки на EEX и HUDEX са както следва:

Фючърсите за българския пазар на EEX за трето тримесечие на 2020 г. (Q3 2020) са на нива от 41,91 €/MWh (81,97 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2020 г. (Q4 2020) са на нива от 49,82 €/MWh (97,44 лв./MWh) или за второто полугодие на 2020 г. (H2 2020) цената следва да е около 45,87 €/MWh (89,71 лв./MWh). За първо тримесечие на 2021 г. (Q1 2021) и второ тримесечие на 2021 г. (Q2 2021), т.е. за първото полугодие на 2021 г. (H1 2021) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 41,91 €/MWh (81,97 лв./MWh), за Q4 2020 – 49,07 €/MWh (95,97 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 45,49 €/MWh (88,97 лв./MWh), за Q1 2021 липсват сделки, а за Q2 2021 цените са 43,46 €/MWh (85,00 лв./MWh).

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 40,91 €/MWh (80,01 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,32 €/MWh (94,51 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 44,62 €/MWh (87,27 лв./MWh), за Q1 2021 – 53,50 €/MWh (104,64 лв./MWh), за Q2 2021 – 43,61 €/MWh (85,29 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 48,56 €/MWh (94,98 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX за Q3 2020 са на нива от 40,91 €/MWh (80,01 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,11 €/MWh (94,09 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 44,51 €/MWh (87,05 лв./MWh), за Q1 2021 – 53,58 €/MWh (104,79 лв./MWh), за Q2 2021 – 43,82 €/MWh (85,70 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 48,70 €/MWh (95,25 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2020 г. и първо полугодие на 2021 г. са на нива около 90 лв./MWh. Анализ на постигнатите цени от началото на 2020 г. на трите регионални пазара показва, че на платформата ден напред на БНЕБ ЕАД е отчетена най-висока средна цена от началото на годината, което е допълнителна предпоставка при изготвяне на прогнозата да се вземат предвид по-високите стойности на фючърсните цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е определена в размер на 90,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 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 от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-29 от 15.04.2020 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2019 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 2019 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 2019 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2019 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ 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) 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	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	97,95 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	1,05513
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**94,96 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	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,08 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,92727
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**83,45 лв./MWh**

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи 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	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,08 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	1,01061
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. –	90,00 лв./MWh

	30.06.2021 г.	
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**90,95 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	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	92,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	1,00017
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**90,01 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г.) и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.), прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 94,96 лв./MWh;

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 83,45 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 90,95 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 90,01 лв./MWh.

III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕМИИ по § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г.) и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.)

Предвид определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена, за енергийни обекти с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW и определената за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, премиите са както следва:

1. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:

1.1. Премия в размер на 122,44 лв./MWh при преференциална цена – 213,09 лв./MWh, без ДДС, за 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;

1.2. Премия в размер на 87,73 лв./MWh при преференциална цена – 178,68 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, 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;

1.3. Премия в размер на 80,23 лв./MWh при преференциална цена – 171,18 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.4. Премия в размер на 162,53 лв./MWh при преференциална цена – 253,48 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

1.5. Премия в размер на 21,53 лв./MWh при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 104,84 лв./MWh при преференциална цена – 188,29 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

1.7. Премия в размер на 89,50 лв./MWh при определената цена – 172,95 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

1.8. Премия в размер на 65,13 лв./MWh при преференциална цена – 148,58 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

1.9. Премия в размер на 604,15 лв./MWh при преференциална цена – 699,11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kW;

1.10. Премия в размер на 30,59 лв./MWh при преференциална цена – 120,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци.

2. Премии във връзка с определени и /или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:

2.1. Премия в размер на 131,88 лв./MWh при преференциална цена – 222,83 лв./MWh, без ДДС, за 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;

2.2. Премия в размер на 95,92 лв./MWh при преференциална цена – 186,87 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.3. Премия в размер на 88,09 лв./MWh при преференциална цена – 179,04 лв./MWh, без ДДС, за 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;

2.4. Премия в размер на 174,10 лв./MWh при преференциална цена – 265,05 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

2.5. Премия в размер на 21,15 лв./MWh при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 107,55 лв./MWh при преференциална цена – 191,00 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

2.7. Премия в размер на 89,61 лв./MWh при преференциална цена – 173,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

2.8. Премия в размер на 53,61 лв./MWh при преференциална цена – 137,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

2.9. Премия в размер на 488,81 лв./MWh при преференциална цена – 583,77 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW до 1000 kW монтирани на покриви и фасади, в частта за електрически централи с инсталирана мощност от 1 MW;

2.10. Премия в размер на 390,64 лв./MWh при преференциална цена – 485,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW;

2.11. Премия в размер на 146,68 лв./MWh при преференциална цена – 236,69 лв./MWh, без ДДС, за 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;

2.12. Премия в размер на 211,83 лв./MWh при преференциална цена – 301,84 лв./MWh, без ДДС, за 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;

2.13. Премия в размер на 59,48 лв./MWh при преференциална цена – 149,49 лв./MWh, без ДДС, за 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;

3. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2 в размер на 302,94 лв./MWh при преференциална цена – 392,95 лв./MWh, без ДДС, за 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;

4. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

4.1. Премия в размер на 102,40 лв./MWh при преференциална цена – 193,35 лв./MWh, без ДДС, за 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;

4.2. Премия в размер на 71,76 лв./MWh при преференциална цена – 162,69 лв./MWh, без ДДС, за 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;

4.3. Премия в размер на 65,06 лв./MWh при преференциална цена – 156,01 лв./MWh, без ДДС, за 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;

4.4. Премия в размер на 138,38 лв./MWh при преференциална цена – 229,33 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

4.5. Премия в размер на 7,20 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

4.6. Премия в размер на 20,98 лв./MWh при преференциална цена – 104,43 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

4.7. Премия в размер на 142,09 лв./MWh при преференциална цена – 237,05 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.8. Премия в размер на 141,30 лв./MWh при преференциална цена – 236,26 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kW;

4.9. Премия в размер на 59,52 лв./MWh при преференциална цена – 149,53 лв./MWh, без ДДС, за 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;

4.10. Премия в размер на 270,47 лв./MWh при преференциална цена – 360,48 лв./MWh, без ДДС, за 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;

5. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

5.1. Премия в размер на 76,41 лв./MWh**,** при преференциална цена – 171,37 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.2. Премия в размер на 74,89 лв./MWh при преференциална цена – 169,85 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW.

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

6.1. Премия в размер на 102,43 лв./MWh при преференциална цена – 193,38 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.2. Премия в размер на 151,35 лв./MWh при преференциална цена – 242,30 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kWдо 10 000 kW;

6.3. Премия в размер на 71,76 лв./MWh при преференциална цена – 162,71 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.4. Премия в размер на 65,09 лв./MWh при преференциална цена – 156,04 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.5. Премия в размер на 138,40 лв./MWh при преференциална цена – 229,35 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

6.6. Премия в размер на 7,20 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 21,71 лв./MWh при преференциална цена – 105,16 лв./MWh, без ДДС, за ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

6.8. Премия в размер на 81,33 лв./MWh при преференциална цена – 176,29 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.9. Премия в размер на 65,24 лв./MWh при преференциална цена – 160,20 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kW;

6.10. Премия в размер на 116,64 лв./MWh при преференциална цена – 206,65 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.11. Премия в размер на 205,96 лв./MWh при преференциална цена – 295,97 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.12. Премия в размер на 48,29 лв./MWh при преференциална цена – 138,30 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.13. Премия в размер на 370,15 лв./MWh при преференциална цена – 460,16 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.14. Премия в размер на 300,79 лв./MWh при преференциална цена – 390,80 лв./MWh, без ДДС, за 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, с комбинирано производство;

7. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

7.1. Премия в размер на 98,36 лв./MWh при преференциална цена – 189,31 лв./MWh, без ДДС, за 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;

7.2. Премия в размер на 145,97 лв./MWh при преференциална цена – 236,92 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

7.3. Премия в размер на 68,19 лв./MWh при определена цена – 159,14 лв./MWh, без ДДС, за 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;

7.4. Премия в размер на 61,41 лв./MWh при преференциална цена – 152,36 лв./MWh, без ДДС, за 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;

7.5. Премия в размер на 133,42 лв./MWh при преференциална цена – 224,37 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

7.6. Премия в размер на 2,74 лв./MWh при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

7.7. Премия в размер на 12,10 лв./MWh при преференциална цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW;

7.8. За ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор при преференциална цена – 83,16 лв./MWh, без ДДС премия не следва да се определя, тъй като прогнозната пазарна цена за ВтЕЦ е по-висока от посочената преференциална цена;

7.9. Премия в размер на 39,07 лв./MWh при преференциална цена – 134,03 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.10. Премия в размер на 36,40 лв./MWh при преференциална цена – 131,36 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

7.11. Премия в размер на 299,29 лв./MWh при преференциална цена – 389,30 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции;

7.12. Премия в размер на 363,47 лв./MWh при преференциална цена – 453,48 лв./MWh, без ДДС, за 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;

7.13. Премия в размер на 261,68 лв./MWh при преференциална цена – 351,69 лв./MWh, без ДДС, за 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, с комбинирано производство;

8. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6 в размер на 259,91 лв./MWh при преференциална цена – 349,92 лв./MWh, без ДДС, за 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;

9. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 4 в размер на 367,96 лв./MWh при преференциалната цена в размер на 457,97 лв./MWh, без ДДС, за 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 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони;

10. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2 в размер на 261,61 лв./MWh при преференциалната цена в размер на 351,62 лв./MWh, без ДДС, за 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;

11. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР в размер на 205,29 лв./MWh при преференциална цена – 295,30 лв./MWh, без ДДС, за 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.

12. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР:

12.1. Премия във връзка с преференциалната цена по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г., в частта по т. 1., отменено с Решение № 5209 от 09.08.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 13565 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 2539 от 18.02.2020 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 13280 от 2018 г., следва да бъде определена след произнасяне на КЕВР във връзка с отмененото решение.

12.2. Премия в размер на 49,26 лв./MWh при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

13. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР в размер на 39,05 лв./MWh при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

14. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-14 от 03.04.2019 г. на КЕВР в размер на 21,53 лв./MWh при преференциална цена в размер на 112,48 лв./MWh, без ДДС, за електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност под 10 MW, които са въведени в експлоатация до влизане в сила на Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата, отм.

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

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-18 от 20.06.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 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
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 кВт до 10 000 кВт*																					
	222,83		216,55	125,60	203,98	113,03	191,41	100,46	178,84	87,89	166,27	75,32	153,71	62,76	141,14	50,19	128,57	37,62	116,00	25,05	103,43	12,48
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 кВт до 10 000 кВт*																					
	186,87		181,71	90,76	171,39	80,44	161,08	70,13	150,76	59,81	140,44	49,49	130,12	39,17	119,80	28,85	109,49	18,54	99,17	8,22	88,85	-2,10
3	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																					
	179,04		174,13	83,18	164,30	73,35	154,47	63,52	144,64	53,69	134,81	43,86	124,98	34,03	115,15	24,20	105,32	14,37	95,49	4,54	85,66	-5,29
4	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт*																					
	265,05		257,45	166,50	242,24	151,29	227,03	136,08	211,82	120,87	196,61	105,66	181,40	90,45	166,19	75,24	150,98	60,03	135,77	44,82	120,56	29,61
5	*Микро ВЕЦ с помпи*																					
	112,10		109,12	18,17	103,15	12,20	97,19	6,24	91,22	0,27	85,26	-5,69	79,29	-11,66	73,33	-17,62	67,36	-23,59	61,40	-29,55	55,43	-35,52
6	*Вятърни електрически централи до 2 250 часа*																					
	191,00		187,18	103,73	179,54	96,09	171,91	88,46	164,27	80,82	156,63	73,18	148,99	65,54	141,35	57,90	133,72	50,27	126,08	42,63	118,44	34,99
7	*Вятърни електрически централи над 2 250 часа*																					
	173,06		169,65	86,20	162,84	79,39	156,03	72,58	149,22	65,77	142,41	58,96	135,60	52,15	128,79	45,34	121,98	38,53	115,17	31,72	108,36	24,91
8	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																					
	137,06		134,99	51,54	130,86	47,41	126,73	43,28	122,60	39,15	118,47	35,02	114,34	30,89	110,21	26,76	106,08	22,63	101,95	18,50	97,82	14,37
9	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 1 000 кВтр, монтирани на покриви и фасади*																					
	583,77		569,27	474,31	540,27	445,31	511,28	416,32	482,28	387,32	453,28	358,32	424,29	329,33	395,29	300,33	366,29	271,33	337,30	242,34	308,30	213,34
10	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр*																					
	485,60		473,67	378,71	449,82	354,86	425,97	331,01	402,11	307,15	378,26	283,30	354,41	259,45	330,56	235,60	306,70	211,74	282,85	187,89	259,00	164,04
11	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	255,51	236,69	222,18	132,17	207,71	117,70	193,30	103,29	178,97	88,96	164,74	74,73	150,63	60,62	136,70	46,69	123,01	33,00	109,68	19,67	103,20	13,19
12	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	282,15	301,84	287,04	197,03	272,30	182,29	257,62	167,61	243,02	153,01	228,51	138,50	214,13	124,12	199,89	109,88	185,83	95,82	172,02	82,01	165,23	75,22
13	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	227,20	149,49	135,65	45,64	121,81	31,80	107,96	17,95	94,12	4,11	80,29	-9,72	66,46	-23,55	52,65	-37,36	38,86	-51,15	25,16	-64,85	18,40	-71,61
14	*ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 000 кВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																					
	405,61	438,53	416,37	326,36	394,27	304,26	372,24	282,23	350,29	260,28	328,44	238,43	306,70	216,69	285,13	195,12	263,74	173,73	242,61	152,60	232,17	142,16
15	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																					
	429,42	392,95	360,24	270,23	327,56	237,55	294,92	204,91	262,32	172,31	229,81	139,80	197,40	107,39	165,19	75,18	133,31	43,30	102,15	12,14	87,12	-2,89

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

№	Преференциална цена на електрическата енергия	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 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
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 кВт до 10 000 кВт																			
	193,35		188,55	97,60	178,94	87,99	169,34	78,39	159,73	68,78	150,12	59,17	140,52	49,57	130,91	39,96	121,31	30,36	111,70	20,75
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 кВт до 10 000 кВт																			
	162,69		158,75	67,80	150,86	59,91	142,98	52,03	135,09	44,14	127,20	36,25	119,32	28,37	111,43	20,48	103,55	12,60	95,66	4,71
3	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт																			
	156,01		152,25	61,30	144,74	53,79	137,23	46,28	129,72	38,77	122,21	31,26	114,69	23,74	107,18	16,23	99,67	8,72	92,16	1,21
4	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 кВт																			
	229,33		223,52	132,57	211,90	120,95	200,27	109,32	188,65	97,70	177,03	86,08	165,40	74,45	153,78	62,83	142,16	51,21	130,53	39,58
5	Микро ВЕЦ с помпи																			
	98,15		95,87	4,92	91,31	0,36	86,75	-4,20	82,19	-8,76	77,63	-13,32	73,08	-17,87	68,52	-22,43	63,96	-26,99	59,40	-31,55
6	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																			
	148,71		146,29	62,84	141,43	57,98	136,57	53,12	131,71	48,26	126,85	43,40	121,99	38,54	117,13	33,68	112,27	28,82	107,41	23,96
7	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																			
	132,71		130,60	47,15	126,37	42,92	122,14	38,69	117,92	34,47	113,69	30,24	109,46	26,01	105,23	21,78	101,00	17,55	96,78	13,33
8	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																			
	104,43		103,22	19,77	100,80	17,35	98,38	14,93	95,96	12,51	93,54	10,09	91,12	7,67	88,70	5,25	86,28	2,83	83,86	0,41
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	214,74	296,87	201,91	284,03	189,07	271,20	176,24	258,37	163,41	245,54	150,58	232,71	137,75	219,87	124,91	207,04	112,08
10	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 10 000 кВтр																			
	237,05		232,42	137,46	223,14	128,18	213,87	118,91	204,59	109,63	195,32	100,36	186,04	91,08	176,77	81,81	167,49	72,53	158,22	63,26
11	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВтр																			
	236,26		231,65	136,69	222,41	127,45	213,17	118,21	203,93	108,97	194,69	99,73	185,45	90,49	176,21	81,25	166,97	72,01	157,73	62,77
12	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, 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	45,68	121,85	31,84	108,02	18,01	94,19	4,18	80,36	-9,65	66,55	-23,46	52,76	-37,25	39,02	-50,99	25,41	-64,60
13	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																			
	400,97	360,48	331,08	241,07	301,71	211,70	272,38	182,37	243,12	153,11	213,94	123,93	184,89	94,88	156,06	66,05	127,59	37,58	99,85	9,84

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

№	Преференциална цена на електрическата енергия	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
1	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 1 000 кВтр, монтирани на покриви и фасади*																		
	206,34	202,40	107,44	194,51	99,55	186,61	91,65	178,72	83,76	170,83	75,87	162,93	67,97	155,04	60,08	147,15	52,19	139,25	44,29
2	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 10 000 кВтр*																		
	171,37	168,21	73,25	161,89	66,93	155,57	60,61	149,25	54,29	142,93	47,97	136,61	41,65	130,29	35,33	123,97	29,01	117,65	22,69
3	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВтр*																		
	169,85	166,73	71,77	160,48	65,52	154,22	59,26	147,97	53,01	141,72	46,76	135,47	40,51	129,22	34,26	122,96	28,00	116,71	21,75

18. 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 01.07.2020 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
1	*Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и синсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																	
	193,38		183,77	92,82	174,17	83,22	164,56	73,61	154,96	64,01	145,35	54,40	135,74	44,79	126,14	35,19	116,53	25,58
2	*Нисконапорни руслови ВЕЦс годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																	
	242,30		230,21	139,26	218,11	127,16	206,02	115,07	193,92	102,97	181,83	90,88	169,73	78,78	157,64	66,69	145,54	54,59
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 кВт до 10 000 кВт*																	
	162,71		154,82	63,87	146,94	55,99	139,05	48,10	131,17	40,22	123,28	32,33	115,39	24,44	107,51	16,56	99,62	8,67
4	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и синсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																	
	156,04		148,53	57,58	141,02	50,07	133,50	42,55	125,99	35,04	118,48	27,53	110,97	20,02	103,46	12,51	95,94	4,99
5	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт*																	
	229,35		217,73	126,78	206,10	115,15	194,48	103,53	182,85	91,90	171,23	80,28	159,61	68,66	147,98	57,03	136,36	45,41
6	*Микро ВЕЦ с помпи*																	
	98,15		93,60	2,65	89,06	-1,89	84,51	-6,44	79,97	-10,98	75,42	-15,53	70,87	-20,08	66,33	-24,62	61,78	-29,17
7	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 кВт*																	
	151,39		146,91	63,46	142,42	58,97	137,94	54,49	133,45	50,00	128,97	45,52	124,48	41,03	120,00	36,55	115,51	32,06
8	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 кВт*																	
	122,50		118,83	35,38	115,16	31,71	111,49	28,04	107,82	24,37	104,16	20,71	100,49	17,04	96,82	13,37	93,15	9,70
9	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																	
	105,16		102,74	19,29	100,32	16,87	97,90	14,45	95,48	12,03	93,06	9,61	90,63	7,18	88,21	4,76	85,79	2,34
10	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 1 000 кВт, монтирани на покриви и фасади*																	
	196,58		188,63	93,67	180,68	85,72	172,72	77,76	164,77	69,81	156,82	61,86	148,87	53,91	140,92	45,96	132,96	38,00
11	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																	
	176,29		169,18	74,22	162,06	67,10	154,95	59,99	147,84	52,88	140,73	45,77	133,61	38,65	126,50	31,54	119,39	24,43
12	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВт*																	
	160,20		153,84	58,88	147,47	52,51	141,11	46,15	134,74	39,78	128,38	33,42	122,02	27,06	115,65	20,69	109,29	14,33

13	***ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци***																	
	249,66	**206,65**	**193,30**	**103,29**	**180,00**	**89,99**	**166,77**	**76,76**	**153,62**	**63,61**	**140,57**	**50,56**	**127,68**	**37,67**	**114,98**	**24,97**	**102,58**	**12,57**
14	***ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса,получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци***																	
	277,39	**295,97**	**281,79**	**191,78**	**267,65**	**177,64**	**253,68**	**163,67**	**239,58**	**149,57**	**225,67**	**135,66**	**211,87**	**121,86**	**198,21**	**108,20**	**184,73**	**94,72**
15	***ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци***																	
	221,71	**138,30**	**125,58**	**35,57**	**112,86**	**22,85**	**100,14**	**10,13**	**87,43**	**-2,58**	**74,72**	**-15,29**	**62,02**	**-27,99**	**49,34**	**-40,67**	**36,69**	**-53,32**
16	***ЕЦ с инсталирана мощност над 500 кВт до 1 500 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса отрастителни и животински субстанции***																	
	447,43	**460,16**	**436,25**	**346,24**	**412,41**	**322,40**	**388,64**	**298,63**	**364,97**	**274,96**	**341,41**	**251,40**	**317,99**	**227,98**	**294,75**	**204,74**	**271,74**	**181,73**
17	***ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци***																	
	387,04	**390,80**	**363,10**	**273,09**	**335,46**	**245,45**	**307,87**	**217,86**	**280,37**	**190,36**	**252,98**	**162,97**	**225,75**	**135,74**	**198,75**	**108,74**	**172,10**	**82,09**

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

№	Преференциална цена на електрическата енергия	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 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
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 кВт до 10 000 кВт*																			
	189,31		184,60	93,65	175,20	84,25	165,80	74,85	156,39	65,44	146,99	56,04	137,59	46,64	128,18	37,23	118,78	27,83	109,38	18,43
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 кВт до 10 000 кВт*																			
	159,14		155,28	64,33	147,57	56,62	139,86	48,91	132,14	41,19	124,43	33,48	116,72	25,77	109,00	18,05	101,29	10,34	93,58	2,63
3	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																			
	152,36		148,69	57,74	141,36	50,41	134,02	43,07	126,69	35,74	119,35	28,40	112,02	21,07	104,68	13,73	97,35	6,40	90,01	-0,94
4	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт*																			
	224,37		218,68	127,73	207,31	116,36	195,94	104,99	184,57	93,62	173,20	82,25	161,82	70,87	150,45	59,50	139,08	48,13	127,71	36,76
5	*Руслови ВЕЦ до 5 МВт*																			
	236,92		231,00	140,05	219,17	128,22	207,35	116,40	195,52	104,57	183,69	92,74	171,87	80,92	160,04	69,09	148,22	57,27	136,39	45,44
6	*Микро ВЕЦ с помпи*																			
	93,69		91,52	0,57	87,18	-3,77	82,84	-8,11	78,50	-12,45	74,16	-16,79	69,82	-21,13	65,48	-25,47	61,14	-29,81	56,80	-34,15
7	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																			
	83,16		82,21	-1,24	80,29	-3,16	78,38	-5,07	76,47	-6,98	74,55	-8,90	72,64	-10,81	70,72	-12,73	68,81	-14,64	66,90	-16,55
8	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт$_p$ до 10 000 кВт$_p$*																			
	134,03		131,34	36,38	125,93	30,97	120,52	25,56	115,12	20,16	109,71	14,75	104,30	9,34	98,89	3,93	93,48	-1,48	88,08	-6,88
9	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВт$_p$*																			
	131,36		128,77	33,81	123,56	28,60	118,34	23,38	113,12	18,16	107,90	12,94	102,68	7,72	97,46	2,50	92,24	-2,72	87,02	-7,94
10	*ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 кВт до 5 000 кВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	387,53	389,30	369,15	279,14	349,01	259,00	328,88	238,87	308,77	218,76	288,68	198,67	268,61	178,60	248,58	158,57	228,58	138,57	208,63	118,62
11	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 кВт до 1 500 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	447,43	453,48	429,42	339,41	405,41	315,40	381,45	291,44	357,56	267,55	333,75	243,74	310,03	220,02	286,45	196,44	263,03	173,02	239,83	149,82
12	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																			
	387,94	351,69	323,86	233,85	296,06	206,05	268,29	178,28	240,58	150,57	212,94	122,93	185,41	95,40	158,03	68,02	130,94	40,93	104,35	14,34

По отношение на горните точки от 15 до 19, 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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.:

Докладва А. Иванова. Решението е във връзка с определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от ФЕЦ с инсталирана мощност до 30 kW, и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, както и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW. След проведено на 08.06.2020 г. обществено обсъждане и съгласно законовата възможност на заинтересованите лица и дружествата производители е дадена възможност да изразят своите становища. Същите са постъпили в Комисията и са изложени подробно в проекта на решение. Основно възраженията са относно размера на ценообразуващите елементи и размера на определената преференциална цена, респективно премиите. След преглед на всички установени факти и обстоятелства в хода на административното производство и преглед на постъпилите становища по отношение на цените, ценообразуващите елементи, премиите, прогнозните пазарни цени и премиите не са настъпили промени предвид стойностите, разгледани в доклад с вх. № Е-Дк-422 от 22.05.2020 г. Стойностите и размерът на същите са останали непроменени в настоящия проект на решение.

А. Иванова прочете:

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 § 68, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г., § 34, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2020 г., преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. Фотоволтаични електрически централи до 5 kWp включително, в размер на 238,07 лв./MWh

2. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително в размер на 198,27 лв./MWh лв./MWh

А. Иванова обясни, че от т. II до т. XVIII е изложено подробно актуализацията на цените на електрическа енергия, произведена от биомаса. В т. XIX Комисията определя премии за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2021 г., като тук се включват и премиите за електрически централи, изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане за производителите с инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София - град в 14 (четиринадесет) дневен срок.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

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 § 68, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г., § 34, ал. 2 от Преходните и

заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2020 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 – 238,07 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 348 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 – 198,27 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 348 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 – 295,30 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 205,29 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 – 496,34 лв./MWh.

2. Електрически централи с инсталирана мощност от 500 kW до 1500 kW – 457,97 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 367,96 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 – 407,97 лв./MWh.

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 – 349,92 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 259,91 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 – 389,30 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 299,29 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 – 453,48 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 363,47 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 - 351,69 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 261,68 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 – 206,65 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 116,64 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 – 295,97 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 205,96 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 – 138,30 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 48,29 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 – 460,16 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 370,15 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 – 462,92 лв./MWh.

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 – 390,80 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 300,79 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 - 360,48 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 270,47 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: 59,52 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 – 236,69 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 146,68 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 – 301,84 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 211,83 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: 59,48 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 – 438,53 лв./MWh.

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 – 392,95 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 302,94 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 – 351,62 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 261,61 лв./MWh, без ДДС.

XIX. Определя премии за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., както следва:

1.1. Премия в размер на 122,44 лв./MWh при преференциална цена – 213,09 лв./MWh, без ДДС, за 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;

1.2. Премия в размер на 87,73 лв./MWh при преференциална цена – 178,68 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, 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;

1.3. Премия в размер на 80,23 лв./MWh при преференциална цена – 171,18 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.4. Премия в размер на 162,53 лв./MWh при преференциална цена – 253,48 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

1.5. Премия в размер на 21,53 лв./MWh при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 104,84 лв./MWh при преференциална цена – 188,29 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

1.7. Премия в размер на 89,50 лв./MWh при определената цена – 172,95 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

1.8. Премия в размер на 65,13 лв./MWh при преференциална цена – 148,58 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

1.9. Премия в размер на 604,15 лв./MWh при преференциална цена – 699,11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kW;

1.10. Премия в размер на 30,59 лв./MWh при преференциална цена – 120,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци.

2. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:

2.1. Премия в размер на 131,88 лв./MWh при преференциална цена – 222,83 лв./MWh, без ДДС, за 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;

2.2. Премия в размер на 95,92 лв./MWh при преференциална цена – 186,87 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.3. Премия в размер на 88,09 лв./MWh при преференциална цена – 179,04 лв./MWh, без ДДС, за 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;

2.4. Премия в размер на 174,10 лв./MWh при преференциална цена – 265,05 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

2.5. Премия в размер на 21,15 лв./MWh при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 107,55 лв./MWh при преференциална цена – 191,00 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

2.7. Премия в размер на 89,61 лв./MWh при преференциална цена – 173,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

2.8. Премия в размер на 53,61 лв./MWh при преференциална цена – 137,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

2.9. Премия в размер на 488,81 лв./MWh при преференциална цена – 583,77 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW до 1000 kW монтирани на покриви и фасади, в частта за електрически централи с инсталирана мощност от 1 MW;

2.10. Премия в размер на 390,64 лв./MWh при преференциална цена – 485,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW;

3. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

3.1. Премия в размер на 102,40 лв./MWh при преференциална цена – 193,35 лв./MWh, без ДДС, за 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;

3.2. Премия в размер на 71,76 лв./MWh при преференциална цена – 162,69 лв./MWh, без ДДС, за 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;

3.3. Премия в размер на 65,06 лв./MWh при преференциална цена – 156,01 лв./MWh, без ДДС, за 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;

3.4. Премия в размер на 138,38 лв./MWh при преференциална цена – 229,33 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

3.5. Премия в размер на 7,20 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

3.6. Премия в размер на 20,98 лв./MWh при преференциална цена – 104,43 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

3.7. Премия в размер на 142,09 лв./MWh при преференциална цена – 237,05 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.8. Премия в размер на 141,30 лв./MWh при преференциална цена – 236,26 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kW;

4. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

4.1. Премия в размер на 76,41 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 171,37 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.2. Премия в размер на 74,89 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 169,85 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW.

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

5.1. Премия в размер на 102,43 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 193,38 лв./MWh, без ДДС, за 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;

5.2. Премия в размер на 151,35 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 242,30 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kWдо 10 000 kW;

5.3. Премия в размер на 71,76 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 162,71 лв./MWh, без ДДС, за 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;

5.4. Премия в размер на 65,09 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 156,04 лв./MWh, без ДДС, за 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;

5.5. Премия в размер на 138,40 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 229,35 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

5.6. Премия в размер на 7,20 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

5.7. Премия в размер на 21,71 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 105,16 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

5.8. Премия в размер на 81,33 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 176,29 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.9. Премия в размер на 65,24 лв./MWh, без ДДС , при преференциална цена – 160,20 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

6. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

6.1. Премия в размер на 98,36 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 189,31 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.2. Премия в размер на 145,97 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 236,92 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

6.3. Премия в размер на 68,19 лв./MWh, без ДДС, при определена цена – 159,14 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.4. Премия в размер на 61,41 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 152,36 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.5. Премия в размер на 133,42 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 224,37 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

6.6. Премия в размер на 2,74 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 12,10 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW;

6.8. Не определя премия при преференциална цена – 83,16 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

6.9. Премия в размер на 39,07 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 134,03 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.10. Премия в размер на 36,40 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 131,36 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

7. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта по т. 2 в размер на 49,26 лв./MWh при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

8. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР в размер на 39,05 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

9. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-14 от 03.04.2019 г. на КЕВР в размер на 21,53 лв./MWh при преференциална цена в размер на 112,48 лв./MWh, без ДДС, за електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност под 10 MW, които са въведени в експлоатация до влизане в сила на Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата, отм.

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

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-18 от 20.06.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 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
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 кВт до 10 000 кВт*																					
	222,83		216,55	125,60	203,98	113,03	191,41	100,46	178,84	87,89	166,27	75,32	153,71	62,76	141,14	50,19	128,57	37,62	116,00	25,05	103,43	12,48
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 кВт до 10 000 кВт*																					
	186,87		181,71	90,76	171,39	80,44	161,08	70,13	150,76	59,81	140,44	49,49	130,12	39,17	119,80	28,85	109,49	18,54	99,17	8,22	88,85	не определя премия
3	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																					
	179,04		174,13	83,18	164,30	73,35	154,47	63,52	144,64	53,69	134,81	43,86	124,98	34,03	115,15	24,20	105,32	14,37	95,49	4,54	85,66	не определя премия
4	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт*																					
	265,05		257,45	166,50	242,24	151,29	227,03	136,08	211,82	120,87	196,61	105,66	181,40	90,45	166,19	75,24	150,98	60,03	135,77	44,82	120,56	29,61
5	*Микро ВЕЦ с помпи*																					
	112,10		109,12	18,17	103,15	12,20	97,19	6,24	91,22	0,27	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
6	*Вятърни електрически централи до 2 250 часа*																					
	191,00		187,18	103,73	179,54	96,09	171,91	88,46	164,27	80,82	156,63	73,18	148,99	65,54	141,35	57,90	133,72	50,27	126,08	42,63	118,44	34,99
7	*Вятърни електрически централи над 2 250 часа*																					
	173,06		169,65	86,20	162,84	79,39	156,03	72,58	149,22	65,77	142,41	58,96	135,60	52,15	128,79	45,34	121,98	38,53	115,17	31,72	108,36	24,91
8	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																					
	137,06		134,99	51,54	130,86	47,41	126,73	43,28	122,60	39,15	118,47	35,02	114,34	30,89	110,21	26,76	106,08	22,63	101,95	18,50	97,82	14,37
9	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 1 000 кВтр, монтирани на покриви и фасади*																					
	583,77		569,27	474,31	540,27	445,31	511,28	416,32	482,28	387,32	453,28	358,32	424,29	329,33	395,29	300,33	366,29	271,33	337,30	242,34	308,30	213,34
10	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр*																					
	485,60		473,67	378,71	449,82	354,86	425,97	331,01	402,11	307,15	378,26	283,30	354,41	259,45	330,56	235,60	306,70	211,74	282,85	187,89	259,00	164,04
11	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	255,51	236,69	222,18	132,17	207,71	117,70	193,30	103,29	178,97	88,96	164,74	74,73	150,63	60,62	136,70	46,69	123,01	33,00	109,68	19,67	103,20	13,19
12	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	282,15	301,84	287,04	197,03	272,30	182,29	257,62	167,61	243,02	153,01	228,51	138,50	214,13	124,12	199,89	109,88	185,83	95,82	172,02	82,01	165,23	75,22
13	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	227,20	149,49	135,65	45,64	121,81	31,80	107,96	17,95	94,12	4,11	80,29	не определя премия	66,46	не определя премия	52,65	не определя премия	38,86	не определя премия	25,16	не определя премия	18,40	не определя премия
14	*ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 000 кВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																					
	405,61	438,53	416,37	326,36	394,27	304,26	372,24	282,23	350,29	260,28	328,44	238,43	306,70	216,69	285,13	195,12	263,74	173,73	242,61	152,60	232,17	142,16
15	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																					
	429,42	392,95	360,24	270,23	327,56	237,55	294,92	204,91	262,32	172,31	229,81	139,80	197,40	107,39	165,19	75,18	133,31	43,30	102,15	12,14	87,12	не определя премия

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

№	Преференциална цена на електрическата енергия	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 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
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 кВт до 10 000 кВт																			
	193,35		188,55	97,60	178,94	87,99	169,34	78,39	159,73	68,78	150,12	59,17	140,52	49,57	130,91	39,96	121,31	30,36	111,70	20,75
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 кВт до 10 000 кВт																			
	162,69		158,75	67,80	150,86	59,91	142,98	52,03	135,09	44,14	127,20	36,25	119,32	28,37	111,43	20,48	103,55	12,60	95,66	4,71
3	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт																			
	156,01		152,25	61,30	144,74	53,79	137,23	46,28	129,72	38,77	122,21	31,26	114,69	23,74	107,18	16,23	99,67	8,72	92,16	1,21
4	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 кВт																			
	229,33		223,52	132,57	211,90	120,95	200,27	109,32	188,65	97,70	177,03	86,08	165,40	74,45	153,78	62,83	142,16	51,21	130,53	39,58
5	Микро ВЕЦ с помпи																			
	98,15		95,87	4,92	91,31	0,36	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
6	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																			
	148,71		146,29	62,84	141,43	57,98	136,57	53,12	131,71	48,26	126,85	43,40	121,99	38,54	117,13	33,68	112,27	28,82	107,41	23,96
7	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																			
	132,71		130,60	47,15	126,37	42,92	122,14	38,69	117,92	34,47	113,69	30,24	109,46	26,01	105,23	21,78	101,00	17,55	96,78	13,33
8	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																			
	104,43		103,22	19,77	100,80	17,35	98,38	14,93	95,96	12,51	93,54	10,09	91,12	7,67	88,70	5,25	86,28	2,83	83,86	0,41
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	214,74	296,87	201,91	284,03	189,07	271,20	176,24	258,37	163,41	245,54	150,58	232,71	137,75	219,87	124,91	207,04	112,08
10	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 10 000 кВтр																			
	237,05		232,42	137,46	223,14	128,18	213,87	118,91	204,59	109,63	195,32	100,36	186,04	91,08	176,77	81,81	167,49	72,53	158,22	63,26
11	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВтр																			
	236,26		231,65	136,69	222,41	127,45	213,17	118,21	203,93	108,97	194,69	99,73	185,45	90,49	176,21	81,25	166,97	72,01	157,73	62,77
12	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, 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	45,68	121,85	31,84	108,02	18,01	94,19	4,18	80,36	не определя премия	66,55	не определя премия	52,76	не определя премия	39,02	не определя премия	25,41	не определя премия
13	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																			
	400,97	360,48	331,08	241,07	301,71	211,70	272,38	182,37	243,12	153,11	213,94	123,93	184,89	94,88	156,06	66,05	127,59	37,58	99,85	9,84

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

№	Преференциална цена на електрическата енергия	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
1	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 1 000 кВтр, монтирани на покриви и фасади*																		
	206,34	202,40	107,44	194,51	99,55	186,61	91,65	178,72	83,76	170,83	75,87	162,93	67,97	155,04	60,08	147,15	52,19	139,25	44,29
2	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 10 000 кВтр*																		
	171,37	168,21	73,25	161,89	66,93	155,57	60,61	149,25	54,29	142,93	47,97	136,61	41,65	130,29	35,33	123,97	29,01	117,65	22,69
3	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВтр*																		
	169,85	166,73	71,77	160,48	65,52	154,22	59,26	147,97	53,01	141,72	46,76	135,47	40,51	129,22	34,26	122,96	28,00	116,71	21,75

13. 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 01.07.2020 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
1	*Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и синсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																	
	193,38		183,77	92,82	174,17	83,22	164,56	73,61	154,96	64,01	145,35	54,40	135,74	44,79	126,14	35,19	116,53	25,58
2	*Нисконапорни руслови ВЕЦс годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																	
	242,30		230,21	139,26	218,11	127,16	206,02	115,07	193,92	102,97	181,83	90,88	169,73	78,78	157,64	66,69	145,54	54,59
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 кВт до 10 000 кВт*																	
	162,71		154,82	63,87	146,94	55,99	139,05	48,10	131,17	40,22	123,28	32,33	115,39	24,44	107,51	16,56	99,62	8,67
4	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и синсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																	
	156,04		148,53	57,58	141,02	50,07	133,50	42,55	125,99	35,04	118,48	27,53	110,97	20,02	103,46	12,51	95,94	4,99
5	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт*																	
	229,35		217,73	126,78	206,10	115,15	194,48	103,53	182,85	91,90	171,23	80,28	159,61	68,66	147,98	57,03	136,36	45,41
6	*Микро ВЕЦ с помпи*																	
	98,15		93,60	2,65	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
7	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 кВт*																	
	151,39		146,91	63,46	142,42	58,97	137,94	54,49	133,45	50,00	128,97	45,52	124,48	41,03	120,00	36,55	115,51	32,06
8	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 кВт*																	
	122,50		118,83	35,38	115,16	31,71	111,49	28,04	107,82	24,37	104,16	20,71	100,49	17,04	96,82	13,37	93,15	9,70
9	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																	
	105,16		102,74	19,29	100,32	16,87	97,90	14,45	95,48	12,03	93,06	9,61	90,63	7,18	88,21	4,76	85,79	2,34
10	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 1 000 кВт, монтирани на покриви и фасади*																	
	196,58		188,63	93,67	180,68	85,72	172,72	77,76	164,77	69,81	156,82	61,86	148,87	53,91	140,92	45,96	132,96	38,00
11	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																	
	176,29		169,18	74,22	162,06	67,10	154,95	59,99	147,84	52,88	140,73	45,77	133,61	38,65	126,50	31,54	119,39	24,43
12	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВт*																	
	160,20		153,84	58,88	147,47	52,51	141,11	46,15	134,74	39,78	128,38	33,42	122,02	27,06	115,65	20,69	109,29	14,33

13	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	249,66	**206,65**	**193,30**	**103,29**	**180,00**	**89,99**	**166,77**	**76,76**	**153,62**	**63,61**	**140,57**	**50,56**	**127,68**	**37,67**	**114,98**	**24,97**	**102,58**	**12,57**
14	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса,получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	277,39	**295,97**	**281,79**	**191,78**	**267,65**	**177,64**	**253,68**	**163,67**	**239,58**	**149,57**	**225,67**	**135,66**	**211,87**	**121,86**	**198,21**	**108,20**	**184,73**	**94,72**
15	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	221,71	**138,30**	**125,58**	**35,57**	**112,86**	**22,85**	**100,14**	**10,13**	**87,43**	**не определя премия**	**74,72**	**не определя премия**	**62,02**	**не определя премия**	**49,34**	**не определя премия**	**36,69**	**не определя премия**
16	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 кВт до 1 500 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса отрастителни и животински субстанции*																	
	447,43	**460,16**	**436,25**	**346,24**	**412,41**	**322,40**	**388,64**	**298,63**	**364,97**	**274,96**	**341,41**	**251,40**	**317,99**	**227,98**	**294,75**	**204,74**	**271,74**	**181,73**
17	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	387,04	**390,80**	**363,10**	**273,09**	**335,46**	**245,45**	**307,87**	**217,86**	**280,37**	**190,36**	**252,98**	**162,97**	**225,75**	**135,74**	**198,75**	**108,74**	**172,10**	**82,09**

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

№	Преференциална цена на електрическата енергия	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 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
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 кВт до 10 000 кВт*																			
	189,31		184,60	93,65	175,20	84,25	165,80	74,85	156,39	65,44	146,99	56,04	137,59	46,64	128,18	37,23	118,78	27,83	109,38	18,43
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 кВт до 10 000 кВт*																			
	159,14		155,28	64,33	147,57	56,62	139,86	48,91	132,14	41,19	124,43	33,48	116,72	25,77	109,00	18,05	101,29	10,34	93,58	2,63
3	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт*																			
	152,36		148,69	57,74	141,36	50,41	134,02	43,07	126,69	35,74	119,35	28,40	112,02	21,07	104,68	13,73	97,35	6,40	90,01	не определя премия
4	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт*																			
	224,37		218,68	127,73	207,31	116,36	195,94	104,99	184,57	93,62	173,20	82,25	161,82	70,87	150,45	59,50	139,08	48,13	127,71	36,76
5	*Руслови ВЕЦ до 5 МВт*																			
	236,92		231,00	140,05	219,17	128,22	207,35	116,40	195,52	104,57	183,69	92,74	171,87	80,92	160,04	69,09	148,22	57,27	136,39	45,44
6	*Микро ВЕЦ с помпи*																			
	93,69		91,52	0,57	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
7	*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
8	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт$_p$ до 10 000 кВт$_p$*																			
	134,03		131,34	36,38	125,93	30,97	120,52	25,56	115,12	20,16	109,71	14,75	104,30	9,34	98,89	3,93	93,48	не определя премия	88,08	не определя премия
9	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВт$_p$*																			
	131,36		128,77	33,81	123,56	28,60	118,34	23,38	113,12	18,16	107,90	12,94	102,68	7,72	97,46	2,50	92,24	не определя премия	87,02	не определя премия
10	*ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 кВт до 5 000 кВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	387,53	389,30	369,15	279,14	349,01	259,00	328,88	238,87	308,77	218,76	288,68	198,67	268,61	178,60	248,58	158,57	228,58	138,57	208,63	118,62

11	***ЕЦ с инсталирана мощност над 500 кВт до 1 500 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции***																			
	447,43	**453,48**	**429,42**	**339,41**	**405,41**	**315,40**	**381,45**	**291,44**	**357,56**	**267,55**	**333,75**	**243,74**	**310,03**	**220,02**	**286,45**	**196,44**	**263,03**	**173,02**	**239,83**	**149,82**
12	***ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци***																			
	387,94	**351,69**	**323,86**	**233,85**	**296,06**	**206,05**	**268,29**	**178,28**	**240,58**	**150,57**	**212,94**	**122,93**	**185,41**	**95,40**	**158,03**	**68,02**	**130,94**	**40,93**	**104,35**	**14,34**

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

Решението е взето със **седем гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – 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-14-01-12 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация София“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-49-6 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив, заявление с вх. № Е-14-04-7 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Плевен“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-13-5 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Бургас“ ЕАД, заявления с вх. № Е-14-53-4 от 02.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадени от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-06-3 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация – Враца“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-05-11 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново, заявление с вх. № Е-14-16-4 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Разград“ АД, заявление с вх. № Е-14-56-3 от 13.04.2020 г за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив, заявление с вх. № Е-15-57-13 от 31.03.2020 г за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“, заявление с вх. № Е-14-09-2 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Русе“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-03-3 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Перник“ АД, заявление с вх. № Е-14-07-2 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Сливен“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-11-5 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Габрово“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-24-6 от 03.04.2020 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-68-2 от 02.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай, заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, заявление с вх. № Е-14-70-2 от 01.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, заявление с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа, подадено от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, заявление с вх. № Е-14-76-2 от 03.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД, заявление с вх. № Е-14-59-1 от 30.03.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от ЧЗП „Румяна Величкова“, заявление с вх. № Е-14-58-1 от 15.04.2020 г. за определяне**

на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Алт Ко“ АД, заявление с вх. № Е-14-31-2 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Брикел“ ЕАД, заявление с вх. № Е-12-18-2 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Солвей Соди“ АД, заявление с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Декотекс“ АД, заявление с вх. № Е-14-57-1 от 30.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-77-2 от 08.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Белла България“ АД, заявление с вх. № Е-14-63-1 от 25.03.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2020 за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Овердрайв“ АД, заявление с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „МБАЛ – Търговище“ АД, заявление с вх. № Е-14-75-2 от 12.05.2020 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-14-74-1 от 30.03.2020 г. за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Петров дол“ ООД, заявление с вх. № Е-14-79-3 от 02.04.2020 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадено от „Коген Загоре“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, доклад с вх. № Е-Дк-423 от 22.05.2020 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 04.06.2020 г. открито заседание и на 09.06.2020 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 1 MW.

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 1 MW и над 1 MW. 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-18 от 01.07.2019 г., считано от 01.07.2019 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 36 дружества от сектор „Топлоенергетика“.

Във връзка с намалението с 42,78% на цената на природния газ, 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 25,20 лв./MWh (без акциз и ДДС), Комисията с Решение № Ц-11 от 01.04.2020 г. е утвърдила изменение на пределните цени на топлинната енергия и на преференциалните цени и премиите за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на

27 дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.04.2020 г. Пределните цени на топлинната енергия са намалени средно с 21,84%, в резултат на намалението с 42,78% на цената на природния газ, като намалението е различно за всяко дружество.

Във връзка с намаление с 11,31% на цената на природния газ, 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 22,35 лв./MWh (без акциз и ДДС), Комисията с Решение № Ц-14 от 01.05.2020 г. е утвърдила изменение на пределните цени на топлинната енергия и на преференциалните цени и премиите за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на **27** дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.05.2020 г.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо на Комисията с изх. № Е-14-00-3 от 20.02.2020 г. (Писмото) на 37 дружества от сектор „Топлоенергетика“ и с писмо с изх. № Е-14-33-1 от 21.02.2020 г. на „ТЕЦ Бобов Дол“ ЕАД е указано до 01.04.2020 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 2019 г. и за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 2019 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2019 г. и за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 (Приложения № 2 и 5);

*За ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2019 г. – 31.03.2020 г. и прогноза за периода 01.04.2020 г. – 30.06.2020 г.

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2018 г., 2019 г. и ценовия период 01.07.2019-30.06.2020 г., съгласно приложена справка (Приложения № 4 и № 6);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2019 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 2019 г. и за ценовия период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. и разходите за закупуването им, както и количествата безплатни квоти CO_2. Копие на верифицирани доклади на Изпълнителна агенция по околна среда за 2019 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 01.07.2020 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.

3. За следващия регулаторен период стойността на дълготрайните активи, пряко свързани с регулираната дейност, заложена в регулаторната база на активите е към 31.12.2019 г. и в съответствие с Раздел II на Указанията-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 2020 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 емисии парникови газове (CO_2) за ценовия период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. и справка за количеството безплатни квоти за 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 31.12.2019 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 – действащата цена към момента на подаване на заявлението - в лв./MWh и в лв./knm^3;

- въглища, течни горива и биогорива – среднопретеглена цена между наличните количества на склад към 01.03.2020 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-18 от 01.07.2019 г.;

5. Примерна стойност на коефициента за ефективност на производството на електрическа енергия – определената от КЕВР с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. за съответното дружество;

6. Прогнозна цена на тон емисии CO_2 – 25 евро/t.

Допълнително с писмо с изх. № Е-14-00-6 от 27.04.2020 г. от 12 топлофикационни дружества е поискано да представят обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 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 сравни нивото на утвърдената норма на възвръщаемост на собствения капитал, като елемент на действащите цени с действително постигнатата норма на възвръщаемост на собствения капитал, като се установят отклоненията и анализират причините за тях.

3. Да се оцени и сравни постигнатото общо финансово - икономическо състояние на дружествата към края на 2019 г., като предпоставка за осъществяване на дейността по лицензиите.

Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ в доклад с вх. № Е-Дк-423 от 22.05.2020 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 01.07.2020 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 2019 г., през отчетния ценови период 01.07.2019 – 30.06.2020 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.

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 2019 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 2019 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 се допуска да превишава отчетната стойност максимално в рамките на около 50% от отчетната стойност през базисната година.

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения са допускани увеличения на стойностите с 8,9% в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г, за дружествата подали възражения срещу предварителната корекция на нивото на отчетените стойности за базисната година. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в

съответното дружество. При социалните разходи не се допускат увеличения и се запазват на нивото на включените в цените или на отчетените през изминалия ценови период.

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.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал за всички дружества от сектора е определена съгласно т. 37 от Указания-НВ, при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ (принципът за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите), макроикономическата среда, специфичните условия на регулиране на дружествата, както и осигуряване на финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи, произтичащи от законови задължения и е **5%**.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. В тази връзка следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Приетият подход гарантира равнопоставеност на регулираните дружества, при отчитане на техните индивидуални особености, както и отчитане на интересите на клиентите на топлинна енергия. По този начин се осигуряват необходимите средства за осъществяване на дейността на съответното дружество в рамките на социално поносимия размер на цената на топлинната енергия. Във връзка с изложеното, Комисията счита, че в процеса на финансово управление на активите и пасивите, нормата на възвръщаемост на капитала определя възможността на дружеството за по-гъвкаво финансово-икономическо поведение спрямо настъпилите значителни промени в пазарната икономическа среда.

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, при пределна пазарна цена на привлечения капитал **3,24%**, на основата на данни на БНБ към 31.12.2019 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия).

В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружествата кредити. По този начин за тях ще бъде необходимо да

предоговорят със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружествата в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружествата да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа им, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма.

От нормативно регламентираната формула за ценообразуващия елемент – норма на възвръщаемост на капитала, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ, е видно, че изискването за *съответствие с пазарната норма* се прилага спрямо величината $НВ_{пк,}$ която обозначава средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал, а не спрямо лихвите по отделните договори за кредит, които участват при изчислението ѝ. След преценката за съответствие с пазарната норма и евентуална корекция в тази връзка, Комисията определя целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал, която участва в гореизложената формула за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала (прогнозната среднопретеглена цена на капитала) за <u>прогнозния</u> регулаторен период, а не за предходни периоди.

Това нормативно изискване е въведено чрез изменение, през 2007 г., на отменените понастоящем Наредба за регулиране на цените на топлинната енергия и Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия, които се приемаха от Министерския съвет, поради което дружествата са били достатъчно добре информирани за регулаторните изисквания на Комисията при сключване на договорите за кредити и е следвало да предвиждат клаузи за предоговаряне в случай на спад на пазарните лихвени нива.

Същият подход при определяне на целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал е заложена в т. 40 и т. 41 от Указанията-НВ. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се изчислява по начина, посочен в т. 40 от Указания-НВ, но се утвърждава до размера, посочен в т. 41 от Указания-НВ. В този смисъл едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо.

4. Прогнозните количества произведена 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 2019 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 2019 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 2019 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;

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 2019 г., периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 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 включат 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:

	Мярка	Трето тримесечие 2020 г.	Четвърто тримесечие 2020 г.	Първо тримесечие 2021 г.	Второ тримесечие 2021 г.
азут със съдържание на сяра 1%	$D/t	320,50	304,48	320,50	377,71
зьол със съдържание на сяра 0,1%	$D/t	454,98	418,58	454,98	527,82

Хъбовата компонента за съответните тримесечия е определена при отчитане на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса (EEX), чиито стойности са следните:

	Мярка	Трето тримесечие 2020 г.	Четвърто тримесечие 2020 г.	Първо тримесечие 2021 г.	Второ тримесечие 2021 г.
F фючърси	MWh	5,676	10,275	12,234	11,375

Отчитайки данните за петролната и хъбова компонента при прилагането формулата за изчисление от условията на търговския договор, по който общественият доставчик купува

природен газ за вътрешния пазар, прогнозните цени по тримесечия, към които са прибавени цената за задължения към обществото в размер на 0,17 лв./MWh 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 2020 г.	Четвърто тримесечие 2020 г.	Първо тримесечие 2021 г.	Второ тримесечие 2021 г.	Регулаторен период 01.07.2020 г.-30.06.2021 г.
рогнозни цени на природния газ по чл. 24, . 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. от НРЦТЕ	лв./MWh	23,07	30,04	34,10	34,80	30,50

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **89,43 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO2) за производство на електрическа енергия и топлинна енергия са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и 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 CO2 квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO2**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена.

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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите **от 22 евро/t**.

14. 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 - **0,5022** (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“ ЕАД, „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

15. 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.

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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. От началото на годината на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД са проведени 6 търга, за различни периоди от следващия регулаторен период, но основно на продукти с отклонения:

Дата	**Среднопретеглена цена, лв./MWh**	**Период на доставка и отклонения**	**Товар, MW**
25.06.2020	89,00	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	35
24.06.2020	85,90	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	11
12.06.2020	83,45	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение(100%/+1000%)	10
03.05.2020	105,00	01.01.2021-31.03.2021; Почасово отклонение (-50%/+500%)	20
29.04.2020	90,10	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-60%/+200%)	60
22.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+400%)	1
06.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-90%/+200%)	10
30.03.2020	99,00	01.06.2020-31.12.2020; Базов товар	8
14.02.2020	105,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	5

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[6] (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[7]. Към 22.06.2020 г. цените на фючърсните сделки на EEX и HUDEX са както следва:

Фючърсите за българския пазар на EEX за трето тримесечие на 2020 г. (Q3 2020) са на нива от 41,91 €/MWh (81,97 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2020 г. (Q4 2020) са на нива от 49,82 €/MWh (97,44 лв./MWh) или за второто полугодие на 2020 г. (H2 2020) цената следва да е около 45,87 €/MWh (89,71 лв./MWh). За първо тримесечие на 2021 г. (Q1 2021) и второ тримесечие на 2021 г. (Q2 2021), т.е. за първото полугодие на 2021 г. (H1 2021) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 41,91 €/MWh (81,97 лв./MWh), за Q4 2020 – 49,07 €/MWh (95,97 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 45,49 €/MWh (88,97 лв./MWh), за Q1 2021 липсват сделки, а за Q2 2021 цените са 43,46 €/MWh (85,00 лв./MWh).

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 40,91 €/MWh (80,01 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,32 €/MWh (94,51 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 44,62 €/MWh (87,27 лв./MWh), за Q1 2021 – 53,50 €/MWh (104,64 лв./MWh), за Q2 2021 – 43,61 €/MWh (85,29 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 48,56 €/MWh (94,98 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX за Q3 2020 са на нива от 40,91 €/MWh (80,01 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,11 €/MWh (94,09 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 44,51 €/MWh (87,05 лв./MWh), за Q1 2021 – 53,58 €/MWh (104,79 лв./MWh), за Q2 2021 – 43,82 €/MWh (85,70 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 48,70 €/MWh (95,25 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2020 г. и първо полугодие на 2021 г. са на нива около 90 лв./MWh. Анализ на постигнатите цени от началото на 2020 г. на трите регионални пазара показва, че на платформата ден напред на БНЕБ ЕАД е отчетена най-висока средна цена от началото на годината, което е допълнителна предпоставка при изготвяне на прогнозата да се вземат предвид по-високите стойности на фючърсните цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е определена в размер на 90,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 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 от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-29 от 15.04.2020 г. от „Енергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2019 г. – 31.12.2019 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази

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

[7] https://hudex.hu

връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2019 г., 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 2019 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2019 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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 (чрез ТЕЦ „София Изток“), „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 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	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	92,24 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	0,99371
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**89,43 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 89,43 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 04.06.2019 г. и на 07.06.2019 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 01.07.2020 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 № 78 от 10.04.2020 г., т. 1.

Предвид горното, с писма с изх. № Е-14-00-9 от 29.05.2020 г. и с изх. № Е-14-00-9#1 от 03.06.2020 г. КЕВР е поканила лицата, представляващи дружествата в сектор „Топлоенергетика“, за дистанционно 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 № 118 от 05.06.2020 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 дистанционно участие в общественото обсъждане чрез писмени въпроси и изказвания (изпращани по електронна поща на служител на Комисията до 16.00 часа на 08.06.2020 г.) и чрез програмата за съобщения Skype, за което е било необходимо да се заяви участие в срок до 16:00 часа на 08.06.2020 г.

С писмо на КЕВР с изх. № Е-03-17-21 от 05.06.2020 г. като заинтересовани лица за дистанционно участие са поканени: Министерство на енергетиката, Комисия по енергетика към Народното събрание, 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 – доц. 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“ ЕАД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ ЕАД, „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, „Овергаз мрежи“ АД, както и от г-жа Мая Манолова – председател на гражданска платформа „Изправи се.БГ“, доц. Диана Ковачева – Омбудсман на Република България, г-жа Цветанка Цанева – клиент на „Топлофикация София“ ЕАД, г-н Огнян Винаров – пълномощник на БТПП и „Граждански контрол“ и г-жа Анжелика Цокова – председател на ГД „ДНЕС“.

I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА“:

1. „Топлофикация София“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-01-12 от 01.04.2020 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 II.8 от Писмото и справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2019 г. на хартиен носител.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 84,74 лв./MWh

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 179,85 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 – 82,20 лв./MWh

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на природен газ - 303,53 лв./knm^3;
- цена на мазут – 546,09 лв./t;
- цена на газьол – 2 025,28 лв./t.

Обосновката на дружеството е следната:

Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2019 г. и обосновка на прогнозните технико-икономически и финансови ценообразуващи елементи за регулаторен период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

<u>Отчетни данни:</u>

➢ ***Производство на топлинна енергия***

Производствената програма на дружеството за 2020 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 2019 г. е в размер на 3 540 691 MWh и е със 7,1% по-малко спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2019 г. технологичните разходи по преноса са увеличени спрямо планираните и възлизат на 933 800 MWh, като увеличението от около 6,9% се дължи на технологичните разходи от изтичане на топлоносител, технологичните разходи от топлообмен на ТПМ и технологичните разходи от топлообмен на абонатните станции.

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса.

През отчетната 2019 г. в „Топлофикация София“ ЕАД са произведени 4 553 712 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 4,68% по-малко от планираното. Причина за по-ниското производство и съответно продажба на топлинна енергия са климатичните фактори, определящи потреблението на топлинна енергия.

➢ ***Производство на електрическа енергия***

През 2019 г. са произведени 992 811 MWh електрическа енергия, което е с 6,3% 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 3 737 998 MWh съответно 5,57% по-големи от тези през 2019 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 продадената топлинна енергия – Денградусите през базовата 2019 г. са 2 389,4. Това е с около 20,95% по-малко от изчислителните денградуси за град София - съответно 2 900.*

Продължителността на отоплителния сезон е приета 174 дни.

<u>Производствена програма за периода 01.07.2020 г. ÷ 30.06.2021 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 4 751 145 MWh, което е с 4,34% по-голямо от произведеното през базовата 2019 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 19,95%. Относителният дял през базовата година е 20,87%. Относителния дял спрямо базовата година е около 0,92% по-малък, по този начин прогнозната стойност е по-близка да средната за последните 2017 г. и 2018 г. - в размер 0,845%.*

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в абонатните станции (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:

- *209 619 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа;*
- *681 354 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях;*
- *40 423 MWh за топлоотдаване от съоръженията в АС.*

Собствени нужди на топлинна енергия на инсталациите за производство

Прогнозираната топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 81 750 MWh, което представлява около 1,72% от брутната произведена топлинна енергия. Относителният им дял е прогнозиран приблизително съответстващ на базовата година.

Относителен дял на основните компоненти, формиращи количеството произведена топлинна енергия

	2017 г.	***2018 г.***	***2019 г.***	***2020 – 2021 г. ценови период***
Собствени нужди	*1,63 %*	*1,58 %*	*1,74 %*	*1,72 %*
Технологични разходи	*18,78 %*	*19,22 %*	*20,51 %*	*19,60 %*
Продадена ТЕ	*79,59 %*	*79,2 %*	*77,75 %*	*78,68 %*

През новия ценови период, в сравнение с базовата година, е планирано увеличение на продадената топлинна енергия с 5,57%, и съответно увеличение на произведената топлинна енергия с 4,34%. 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 953 780 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 3,93% по-малко спрямо произведеното през 2019 г. и е в размер на 992 811 MWh.

Планираната за реализация енергия е 793 225 MWh, което представлява намаление с 3.96% спрямо отчетената през 2019 г. в размер на 825 925 MWh. Прогнозната стойност е прогнозирана на база очаквания топлинен товар, обезпечаващ електропроизводството, влиянието върху него на климатичните фактори и промяната на потреблението, следствие 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 682 776,33 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 0,48 в съответствие с определения в Решение № Ц-10 от 01.07.2019 г. на КЕВР за „Топлофикация София“ ЕАД.

Енергийна ефективност

Общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 83,15%, която е с около 0,91% 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 – 129,87 kg/MWh, формиран за дружеството и специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 203,40 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 със запазване на 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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 базисната 2019 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 ценови период 2020 г. - 2021 г. е 132 019 хил. лв. или с 11% повече спрямо отчетените през 2019 г.

По-долу е дадена 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 32 504 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база отчета за 2019 г., като към стойността им е включен прогнозният размер на амортизационните разходи в съответствие с инвестиционната програма за 2020 г. В разходите за амортизация не е отчетено завишението на амортизационните разходи в преноса в резултат на извършената преоценка на „имоти машини и съоръжения“ към 31.12.2019 г. Разпределението между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а 4 837 хил. лв. са отнесени общо за двата продукта, формирани от амортизационните отчисления на активите за комбинирано производство.

Разходи за ремонт

Планирането на разходите за ремонти за периода 2020 - 2021 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 7 390 хил. лв. и формират 1,7% от предложените годишни разходи за ценови период 2020 – 2021 г. Включват предвидените ремонтни дейности на съоръжения в топлоизточниците, 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 4 536 хил. лв., разпределени както следва:

- *2 238 хил. лв. са предвидените разходи за ремонт отнесени към топлинната енергия. Те включват предвидените ремонти в централите, произвеждащи само топлинна енергия на стойност 1 237 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 1 000 хил. лв.;*
- *474 хил. лв. са разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, определени на база предвидените разходи за ремонт в двете централи с комбинирано производство и дела на ДМА за производство на електроенергия в Справка РБА;*
- *разходите за ремонт, отнесени и за двата продукта са на стойност 1 824 хил. лв., получени спрямо дела на ДМА за комбинирано производство;*

Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност 2 854 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 абонатни станции; ремонт на топломери, водомери и терминали; ремонт на съоръжения на помпени станции и др.

По т.2, от раздел I на писмото на Комисията за извършване на регулаторен преглед са представени подробни справки за изпълнените и планираните разходи за ремонт за регулирана дейност, представени по позиции и стойности.

Разходи за заплати и възнаграждения

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за регулаторен период 2020 – 2021 г. са на стойност 46 712 хил. лв., което представлява увеличение спрямо отчета за 2019 г. с 9%.

През 2020 г. ръководството на дружеството е предприело конкретни действия и мерки за оптимизиране на персонала, включващи в себе си редуциране на административен персонал с до 20% и закриване на 30 щатни бройки от структурата на топлорайоните. Същевременно, в съответствие с условията на устойчиво нарастващи доходи в страната през последните години и визията на мениджмънта за развитието на човешките ресурси в „Топлофикация София“ ЕАД, от началото на 2020 г. основните заплати на квалифицирания и неквалифицирания персонал са увеличени съответно с 80 лв. и с 40 лв.

Въпреки увеличението, предвиденият ръст на заплатите е по-нисък спрямо този за страната и за гр. София, а средната заплата в дружеството остава под средната за сектор „Енергетика“. Прогнозните разходи за персонала имат за цел да осигурят баланс между финансовото състояние и размера на разходите за възнаграждения, запазвайки политиката по трудовите възнаграждения през последните години, която е ориентирана към плавно нарастване на разходите, следвайки общата тенденция за нарастване на доходите на заетите в страната.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 22 765 хил. лв., което представлява увеличение спрямо базисния период с 2,9%. В състава им, съгласно указанията на Комисията, не са включени разходите за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), финансови разходи, както и такива, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството. Като цяло разходите са планирани на нивото на тези от 2019 г., като общото завишение се дължи на следните позиции:

Разходите за въоръжена и противопожарна охрана за новия регулаторен период са увеличени с 14% спрямо 2019 г. вследствие на увеличението на минималната работна заплата от началото на 2020 г., което съгласно действащия договор с охранителната фирма рефлектира върху цената на услугата.

Прогнозните разходи за „Проверка на уреди“ са в размер на 447 хил. лв. и са завишени спрямо 2019 г. със 199 хил. лв., като това се дължи на изтеклите договори за метрологична проверка в средата на м. юли 2019 г., и забавеното подписване на нови, поради обжалване на обществената поръчка, което е причина за отчетен по-нисък от обичайния разход. Планираният разход за периода 2020/2021 г. е близък до отчетения през 2018 г. – 438 хил. лв., като следва да се отбележи и фактът, че има увеличение на единичните цени за проверка на уреди.

Разходите за „Опазване на околната среда“ са завишени с 262 хил. лв. спрямо 2019 г., като това се дължи на неотложни разходи за калибриране на системите за непрекъснати измервания (СНИ) в изпълнение на нормативните изисквания.

Завишението при „Данъци и такси“ спрямо базисната година с 10%, е в резултат на извършената преоценка на ДМА и завишената данъчна оценка на сградите, собственост на дружеството.

Променливи разходи

Променливите разходи на дружеството за ценовия период 2020 -2021 г. 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 297 617 хил. лв.

Разходите за природен газ са на стойност 207 243 хил. лв. и представляват 48% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. Изчислени са при среднопретеглена цена от ***303,53 лв./knm^3 (28,81 лв./MWh),*** *получена съгласно Приложение № 5.*

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 10 272 хил. лв.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид за новия регулаторен период са прогнозирани в размер на 63 383 хил. лв. Изчислението им е извършено съгласно указанията на Комисията, при цена 25,00 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 2019 г. - 55,4829 tCO_2/TJ. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 296 283 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 ценовия период 2020-2021 г. „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 с емисии (ЕСТЕ) за 2019 г. 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 беше 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 спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

Прогнозните разходи за вода са в размер на 5 693 хил. лв. Планираното увеличение с 10% спрямо базисната година отразява увеличението в сила от 01.01.2020 г. на цената на питейната и промишлената вода, както и на услугите по отвеждане и пречистване и планираните количества, необходими за изпълнението на производствената програма.

Разходите за консумативи (химикали и реагенти) са в планирани на нивото на отчета в размер на 850 хил. лв. и включват всички разходи, необходими за обработка на водата в топлоизточниците и топлопреносната мрежа.

2. Регулаторната база на активите (РБА)

РБА за периода новия ценови период е в размер на 384 449 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 2019 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, абонатни станции, 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 56 958 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 49 642 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия и между производството и преноса е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната енергия/дейност.

3. Норма на възвращаемост

Общата норма на възвръщаемост на капитала за ценови период 2020 - 2021 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 7,74%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2019 г. Съгласно разпоредбите на т.34. Указания-НВ в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, равна на утвърдената от Комисията за последния регулаторен период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 0,13% и се формира от лихвата по държавногарантиран инвестиционен заем от Международната банка за възстановяване и развитие (МБВР), по силата на заемно споразумение от 18 юли 2003 г.

С писмо вх. № Е-14-01-16 от 01.05.2020 г. дружеството е представило изисканата информация с писмо № Е-14-00-6 от 27.04.2020 г.

В обосновката на получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения „Топлофикация София“ ЕАД посочва, че през 2019 г. е отчело такива приходи в размер на 1 484 778,85 лв., като стойността им не е включена в отчетните и прогнозни ценообразуващи елементи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 1,38% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,72% по-ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 8,85% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), основно от увеличените разходи, пряко свързани с регулираната дейност по ЗЕ с 12,78 % и разходите заплати и възнаграждения с 15,63%.

През следващия регулаторен период, дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи със 103,75%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация София“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -5,50% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният отрицателен размер на НВск, спрямо утвърдената, е вследствие на ръста на условно-постоянните и променливи разходи. От анализа е видно, че направените разходи за емисии парникови газове CO_2 са по-високи от утвърдените в резултат на закупените по-големи количества при по-висока цена.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е отрицателна величина в размер на -19,19%, вследствие на значителния ръст на условно–постоянните разходи, спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени разходите за цялостната дейност на дружеството.

<u>Образуване на цените</u>

1. В Справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 18 530 хил. лв. на 9 442 хил. лв. или с 9 088 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в производството, 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 13 974 хил. лв. на 10 925 хил. лв. или с 3 049 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;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 7 390 хил. лв. на 4 496 хил. лв. или с 2 894 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 4 985 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2019 г. – 4 496 хил. лв., съгласно представените данни и в съответствие с т. 1.2 от общия подход.

Поради системно неизпълнение на заложените разходи за ремонтни дейности за 2018 г. и 2019 г. допълнително е коригирана сумата от 489 хил. лв., която се явява неизпълнението на ремонтната програма за отчетния ценови период. При необходимост от средства за ремонтни дейности над сумата, заложена в ценовата рамка, дружеството разполага със значителна сума от възвръщаемост на вложения капитал.

- 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. при отчетена стойност на разхода в размер на 42 785 хил. лв. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

При регулаторния преглед за определяне на цени за периода 1.07.2019 г. - 30.06.2020 г. разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 40 399 хил. лв. на 35 525 хил. лв. или с 4 874 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;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 23 039 хил. лв. на 18 408 хил. лв. или с 4 631 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., която от своя страна е увеличена с 10% в сравнение с предходната година, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 485 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 22 765 хил. лв. на 17 169 хил. лв. или с 5 596 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност в цените през 2019 г., при отчетена стойност на разхода в размер на 22 114 хил. лв., в съответствие с т. 1 от общия подход и липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност и необходимостта от увеличението.

- разходите за вода в преноса на топлинна енергия са коригирани от 3 649 хил.лв. на 3 310 хил.лв. или с 339 хил. лв., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 63 383 хил. лв. на 54 136 хил. лв. или с 9 247 хил. лв., като необходимите количества, предложени за утвърждаване от дружеството през новия ценови период в размер на 1 258 680 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Показател	Димензия	природен газ	мазут	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	55,4829	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(1000nm^3)$	34,2870	40,0000	41,9860	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Прогнозни емисии CO_2 – 1 258 680 t

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 661 526 knm^3

природен газ и 74,5 t газьол.

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 43,01 лв./t **X** 1 258 680 т = **54 136 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 № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 485 238 knm^3 на 465 288 knm^3 с 14 700 knm^3, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на утвърдените стойности през изминалия ценови период и поради постоянната работа на новата мощност в ТЕЦ „София-Изток“ с по-голяма енергийна ефективност, в съответствие с т. 5 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 931 396 MWh (19,95%) на 881 396 MWh (18,88%) или с 50 000 MWh до достигане на стойността на вече постигани от дружеството загуби от топлоотдаване и изтичане (например през 2018 г.) при подобни стойности на отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2020 - 2021 г., предоставена от дружеството;

Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,76 лв./MWh;

Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,2+22,63 =27,83 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 238,85 MW.

С писмо вх. № Е-14-01-23 от 04.06.2020 г. „Топлофикация София“ ЕАД е представило възражение, във връзка с направени корекции на ценообразуващите елементи по Доклада.

1. Дружеството счита за неоснователно намаляването на **разходите за амортизация** в производството от 18 530 хил. лв. на 9 442 хил. лв. и в преноса от 13 974 хил. лв. на 10 925 хил. лв., като възразява срещу заложения от Комисията 35-годишен амортизационен срок на активите за регулаторни цели. Твърди още, че системното непризнаване на пълния размер на разходите за амортизация е основна причина за ограничените възможностите на дружеството да осигури необходимите инвестиции, поддръжка и рехабилитация на производствените мощности и топлопреносната мрежа, което в дългосрочен план неизменно би довело до увеличаване на загубите по мрежата, влошаване качеството на услугата и експлоатационните показатели на съоръженията.

2. Дружеството възразява срещу направената корекция на **разходите за заплати и възнаграждения** до нивото на утвърдената стойност в предходния регулаторен период. Аргументира се с увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. и 1,5% инфлация за периода юли 2019 г. - май 2020 г., както и с необходимостта от преструктуриране на човешките ресурси, за което е планирало конкретни мерки за оптимизиране на разходите за персонала през 2020 г.

3. Дружеството счита, че трябва да му бъде утвърдена предложената в заявлението, **цена за топлинна енергия за доставчици** по чл. 149а и за асоциации по чл.

151, ал. 1 от ЗЕ в размер на 82,20 лв./MWh, без ДДС, тъй като не е посочена в Доклада.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации се приема.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения се приема частично. Поради факта, че дружеството е увеличило разходите за заплати и възнаграждения за отчетния ценови период над стойността на разхода, утвърден в цените от 01.07.2019 г., същият е индексиран с предложената от дружеството норма от 8,9%, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При разходите за осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в дружеството. Социалните разходи се запазват на нивото на включените в цените през изминалия ценови период.

Финансовото състояние на дружеството е допълнителен фактор за извършената корекция. Оптимизацията на числеността на персонала, намирането и използването на вътрешно-фирмените резерви е балансираният подход в конкретния случай.

3. Предложението на дружеството за утвърждаване на цена за топлинна енергия за доставчици по чл. 149а и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ е прието.

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) – 168,73 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 168,73 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 79,30 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 82,09 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 – 79,62 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 444 790 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 423 524 хил. лв., от които условно-постоянни – 102 531 хил. лв. и променливи – 320 992 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 384 572 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,53%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 793 225 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 787 998 MWh

<u>2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив</u>

С писмо с вх. № Е-14-49-6 от 31.03.2020 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. II.8. 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.;

2. Обосновка на заявеното от дружеството възстановяване на недовзет приход от топлинна енергия;

3. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД към 17.03.2020 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,55 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 106,55 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ - 106,55 лв./MWh;

- Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 150,46 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 301,14 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на дружеството е следната:

I. Изходни параметри в заявлението за утвърждаване на цените за енергия за регулаторен период от 01.07.2020 г.:

- *Обща норма на възвръщаемост на капитала преди данъци – 6,92%, при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 7,0% на база Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на на КЕВР;*
- *Регулаторна база на активите – изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ;*
- *Планирани продажби на топлинна енергия в размер на 228 902 MWh. Планирано е увеличение от 17,9%% спрямо отчета за 2019 г., на база нормални средногодишни външни температури за региона на Пловдив през следващия ценови период;*
- *Размер на технологичните разходи 98 101 MWh или 30% от производството на топлинна енергия – (планиран спад от 11,84% спрямо базисната 2019 г., поради извършени инвестиции в топлофикационната мрежа и очаквано повишено количество на продажбите);*
- *Планирани продажби на електрическа енергия 292 760 MWh (намаление от 0,7% спрямо 2019 г., като прогнозата е 279 342 MWh да са комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство, а 13 418 MWh да са комбинирана електрическа енергия;*
- *Цена на природния газ в размер на 26,21 лв./MWh (без ДДС и акциз), (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС)*
- *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 и е съобразена производствена програма на дружеството;*
- *Калкулирани са разходи от 1 166 хил. лв. за акциз на природния газ, съгласно Указания-НВ и стойността, посочена в модела за калкулация на цените;*
- *Преференциална цена на произведената от високоефективно комбинирано производство електрическа енергия;*
- *Цена на произведената електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП съгласно подхода, приет с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР;*
- *Оборотен капитал – поради факта, че с коефициент от 70,71 дни оборотният капитал надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, оперативният необходим оборотен капитал за новия ценови период 01.07.2019 г. е калкулиран, като 1/8 от паричните годишни оперативни разходи;*
- *Разходите за балансиране по Правила за търговия с електрическа енергия се планират на база на отчетните количества небаланси от 2019 г., остойностени с планови цени за новия регулаторен период;*
- *Калкулация и признаване на разходи от 113 хил. лв. за балансиране по договор*

за продажба на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД.

II. Ценообразуващи елементи и образуване на цени, в сила от 01.07.2019 г.

1. Разходите за природен газ са определени при цена 26,21 лв./MWh (без ДДС и акциз), съгласно Доклад на КЕВР от 17.03.2020 г. и цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа - 2,38 лв.

2. Условно-постоянни разходи в размер на 24 090 хил. лв.;

3. Увеличение на разходите за амортизация, отразяващи инвестициите, извършени от дружеството, и полезния живот на съществуващите активи. 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 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. Амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. За всеки амортизируем актив или група активи се утвърждава амортизационен план. Дружеството не приема подхода, предприет с т. 1.1. от общия подход в ценово решение № Ц-18 от 01.07.2019, а именно амортизационните квоти за активите в преноса на топлинна енергия да бъдат 35 години, тъй като счита, че този период не отразява действителната продължителност на полезния живот и период на амортизация на съответните активи.

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“ се 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 производство 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 2019 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За 2019 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производство, са 125 351 h, а тези, свързани с пренос - 86 584 h. На тази база 59% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 41% се разпределя за пренос на топлинна енергия.;

4. Разходите за ремонт се планира да намалеят спрямо отчетените разходи през 2019 г. с 424 хил. лв.;

5. Планира се увеличение на разходи, свързани с персонала през 2020 г., основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения с 458 хил. лв.;

6. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, нарастват с 6,9% до 8 145 хил. лв., като основните групи от разходи, включени в този компонент, са изброени в табличен вид. Разходите са планирани на база на отчетните разходи от 2019 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 3,1% за периода януари - декември 2019г. спрямо периода януари - декември 2018 г. В разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, също така са включени разходи за щети от недовзет приход от топлинна енергия в размер на 289,4 хил. лв.;

7. Променливите разходи намаляват с 28,6% до 33 969 хил. лв.;

8. Намаление на разходите за материали, в които основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са калкулирани с цена на природен газ от 26,21 лв./MWh (без ДДС и акциз). Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи са планирани спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. Не се прогнозират разходи за външни услуги в променливите разходи. Разходът за акциз на природния газ възлиза на 1 158 хил. лв

9. В изпълнение на ангажиментите си към „Национален план за инвестиции на Република България за периода от 2013 до 2020 г.“ (НПИ) и съгласно изискванията на Наредба за организацията и контрола на изпълнение, механизма за предоставяне и начина на разходване на средствата за изпълнение на Националния план за инвестиции на Република България, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е депозирала в Министерство на енергетиката искане за предоставяне на безплатни квоти за емисии на парникови газове, разпределени на дружеството за 2019 г. съгласно Раздел С.3. „Баланс“ от НПИ;

„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 за CO_2 емисии на инсталациите, генерирани само от топлопроизводство, за целия 3-ти период на ЕСТЕ – 2013 г. – 2020 г.

10. Разходите предизвикани от балансиране по правилата за търговия с електрическа енергия се оценяват на 346 хил. лв., като се планират на база сумарен небаланс в размер на 2,5% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2019 г.;

11. Калкулация и признаване на 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, предвидено за консумация, по 10% от неговата стойност. Към заявлението за цените е приложен действащ договор с „Булгаргаз“ ЕАД, съдържащ клаузите за небаланс.

12. Разходите за достъп и пренос през електропреносната мрежа са калкулирани, като планираните количества продадена електрическа енергия са остойностени по текущата цена от 2,12 лв./MWh. Дружеството счита, че тези разходи са пряко свързани с изпълнението на лицензионната дейност и следва да бъдат включени в ценообразуването, като част от необходимите годишни приходи

Бележка: Поради добавяне на редове в ценовия модел за „Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ“, „Разходи за балансиране - Природен Газ“ и „Достъп и пренос през електропреносната мрежа“ в Справка 1 „Разходи“ към променливите разходи от модела за ценообразуване, е променена формулата в клетка “F 109“ в Справка 4 “ ТИП-ПРОИЗ“ от модела. Формулата е така променена, че „Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ“ (клетка “G 98“ в справка 1 “Разходи“) и „Достъп и пренос през електропреносната мрежа“ (клетка “G 100“ в справка 1 “Разходи“) да бъдат ценообразуващ елемент само в цената на електрическата енергия, тъй като тези разходи се отнасят пряко към производството и продажба на ел. енергия. „Разходите за балансиране - Природен Газ“ (клетка “G 99“ в справка 1 “Разходи“) следва да се разпределят между производството на двата продукта

електрическа енергия и топлинна енергия чрез коефициент.

Поради промени 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 високоефективна комбинирана електрическа енергия на преференциална цена, съответно и комбинирана електрическа енергия без постигнати показатели за висока ефективност на 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 цена да бъде калкулирана за количествата произведена високоефективна комбинирана електрическа енергия.

Пазарната цена е определената от КЕВР с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г., съгласно указанията, дадени с Писмото на КЕВР, (90,49 лв./MWh). Тази цена е вписана в Справка № 4 „ТИП-ПРОИЗ“ в клетка „F 119“ като цена за комбинирана електрическа енергия, съгласно глава трета, раздел I б. „Б“, т.19 от Указания-НВ и в „F 120“ като цена за некомбинирана електрическа енергия, съгласно глава трета, раздел I, б.“Б“, т. 20 от Указания-НВ.

13. Възвръщаемостта е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7,0% преди данъци, норма на възвръщаемост на привлечения капитал преди данъци 1,43% и данък печалба от 10%;

14. Количества на продажбите:

- топлинна енергия - 228 902 MWh;

- високоефективна комбинирана електрическа енергия 279 342 MWh;

- комбинирана електроенергия без постигнати показатели за ВЕКП - 13 418 MWh.

III. Обосновка на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2019 г.

Активите в заявлението за ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г. са базирани на одобрените с решение № Ц-18 от 01.07.2019, 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, абонатни станции, 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 електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство е представено в таблица № 4 „РБА на активите за електрическа и топлинна енергия“ от Справка № 2 – „РБА“, като стойността им се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с „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.

Активите на производствена 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 2019 г. съответно в производството и в преноса

на топлинна енергия. За 2019 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производство са 125 351 h, а тези, свързани с пренос 86 584 h. На тази база 59% от стойността на активите свързани с административната работа на дружеството се разпределя за производство на енергия, а 41% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Получената стойност за производството след това се разпределя между производство на топлинна енергия и производство на електрическа енергия с „Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата“.

IV. Обосновка на вътрешно-груповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е планирало за 2020 г. да използва проектно-консултантски услуги, административни и технически вътрешно-групови услуги, както и договор за командироване на персонал с намерение постигане на ефективно управление на разходите.

Планираните проектно-консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал включват: проектно-ориентирани услуги, текущи, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал, подпомагащи по-ефективното извършване на основните дейности на дружеството.

<u>Проектно-консултантски услуги</u>

Под „проектно ориентирани услуги“ се разбира работа по конкретно одобрен проект от инвестиционната и ремонтна програма за 2020 г. на дружеството или проект с одобрена проектна структура, бюджет и план за действие от Управителния съвет на дружеството или IT проекти, с които да се осъществи консултация относно безпроблемното функциониране на конкретен софтуерен продукт.

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.

<u>Счетоводство и други финансово-административни услуги</u>

Стойността на всички планирани услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството.

Планираните финансово-административни 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 административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на счетоводството и други финансови услуги.

<u>Правни и корпоративни въпроси</u>

Планираните правни и корпоративни 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 административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на услугите по правни и корпоративни въпроси.

<u>Покупки и склад</u>

Планираните услуги за покупки и склад се основават на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на материалното снабдяване и складиране.

<u>IT и телекомуникация</u>

Планираните услуги се основават на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на информационните технологии и телекомуникации.

Услугите, свързани с дейностите „Човешки ресурси“, „Фактуриране“ и „Клиентско обслужване“ се основават също на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г.

<u>Технически услуги</u>

Сумата за технически услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството. Планираните технически услуги се основават на сключен договор между „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г. и сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г. , съгласно които „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставят услуги.

<u>Услуги по договор за командироване на персонал</u>

Планираните услуги, свързани с предоставяне на услуги от експертен персонал, се основават на сключен договор за командироване на персонал в 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 се упражнява контрол върху извършената му работа на база определено работно място, чрез осигурени необходими ресурси за предоставяне на услугите.

V. Обосновки на разходи за вода, електрическа енергия и консумативи за производството през новия ценови период и др. са представени в табличен вид.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 1,93% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 23,02% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 42,66% при прогнозирани 30,00% за ценовия период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 2,40% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения със 9,86 % и разходи, пряко свързани с регулираната дейност по ЗЕ с 6,43%.

Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е 6,29% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетената НВск, спрямо утвърдената в размер на 7% не е постигната, тъй като дружеството е реализирало по-високи условно-постоянни, независимо от намалените променливи разходи в резултат на намаленото производство и продажби на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е в размер на 8,46%, вследствие на извършените условно-постоянни разходи приблизително близки до утвърдените от Комисията от една страна и от друга намалените променливи разходи в резултат на намаленото производство.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 3 600 хил. лв. на 2 497 хил. лв. или с 1 103 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 3 879 хил. лв. на 3 420 хил. лв. или с 459 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 955 хил. лв. на 861 хил. лв., или с 94 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, допълнително добавени от дружеството, свързани с регулираните дейности по ЗЕ , а именно:

- Мениджърски и консултантски – 552 хил. лв.;
- Покупки и склад – 227 хил. лв.;
- Други административни услуги – 364 хил. лв.,

не са приети като ценообразуващи елементи, в съответствие с т. 1 от общия подход, поради липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от стойността и необходимостта за дейностите по лицензията от този разход и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции:

- коригирани са разходите за недовзет приход от топлинна енергия от 289 хил. лв., като неприсъщ разход, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 346 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 346 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с природен газ са коригирани от 113 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 113 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- коригирани са разходите за достъп и пренос през електропреносната мрежа от 621 хил. лв., като неприсъщ разход, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 6 675 хил. лв. на 5 872 хил. лв. или с 803 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 136 518 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 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 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	55,4829				
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(1000nm^3)$	34,2870				
3. Коефициент на окисление:	-	100%				

Прогнозни емисии CO_2 – 136 518 t

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 80 751 knm^3.

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 136 518 **t X** 43,01 лв./t **= 5 872 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.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените- Спецификация.

Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,17 лв./MWh;

Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 4,34+23,44 =27,78 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 80 MW.

След проведеното открито заседание на 04.06.2020 г. с писмо с вх. № Е-14-49-14 от 04.06.2020 г. дружеството е представило следното становище относно Доклада и направените корекции на разходите на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД (ЕВН ТР) за изпълнение на лицензионните дейности:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените от него за утвърждаване от Комисията условно-постоянни разходи за амортизации в преноса на топлинна енергия и прилаганата за регулаторни цели стойност на полезния живот на активите в преноса на топлинна енергия - 35 години, като я счита за необоснована като времетраене и за неприложима едновременно към всички елементи на топлопреносната мрежа. Според дружеството е необходимо Комисията да има предвид, че полезен живот до около 30 години от датата на въвеждането в експлоатация имат топлопроводите с предварително изолирани тръби и подобен амортизационен план може да се прилага само по отношение на тях. В заявлението ЕВН ТР е представило подробна и мотивирана обосновка за разходите за амортизации и разпределението им между производството и преноса. В нея изрично е отбелязано, че не приема този подход, защото той не отразява действителната продължителност на полезния живот и период на реална амортизация на съответните активи. Настоява разходите на ЕВН ТР за амортизации в преноса на стойност от 3 600 хил. лв. да бъдат признати изцяло и включени в необходимите годишни приходи за изпълнението на лицензионната дейност.

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 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 (НСИ). 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, че за икономическата им обоснованост и целесъобразността е представило обосновка, като според дружеството следва да се има

предвид, че Комисията е длъжна да отчете и общите икономически процеси, включително и инфлационните.

Позовава се на Решение № 9285 от 18.06.2019 г. на Върховен административен съд (ВАС), по адм. дело № 7903/2018 г., където съдът е уважил като основателно искането на ЕВН ТР да бъдат признати този вид условно-постоянни разходи и включени в необходимите годишни приходи. Дружеството счита, че не съществува нормативно основание, поради което тези разходи да бъдат изключени частично от необходимите годишни приходи на ЕВН ТР, и настоява разходите за заплати и възнаграждения, да бъдат признати изцяло в заявения от ЕВН ТР размер – 3 879 хил. лв., както и свързаните с тези разходи осигурителни и социални плащания в заявения размер от 955 хил. лв.

3. По отношение на заявените разходи, свързани с мениджърски и консултантски услуги, покупки и склад и други административни услуги, ЕВН ТР е изразило становище, че изключването на подобни разходи от ценообразуващите елементи крие риск за непрекъснатата и безаварийна работа на дружеството, както и риск да не се възмезди адекватно трудът на специалистите, критични за дейността на дружеството. Според дружеството, отказът да бъдат признати тези разходи не съответства на практиката на предишни решения на Комисията и следва да бъде преразгледан.

Извършването на разходите за покупки и склад произтича от наложени със закон задължения на ЕВН ТР като публичен възложител по Закон за обществените поръчки. Този вид разходи включва и координация и администрация на дейности, свързани с функционирането на складовете за материали, както и услуги, свързани с инфраструктурата. Всички тези разходи са свързани пряко с изпълнението на законово наложени и лицензионни дейности. За всеки от тези разходи ЕВН ТР е представило подробна и мотивирана обосновка за вътрешногруповите разходи, пряко свързани с дейностите по лицензията. Разходите са формирани чрез отчитането на всички ефекти от икономиите от мащаба и са необходимо-присъщи за извършваните лицензионни дейности от ЕВН ТР. Изразено е несъгласие с направените корекции и мотива: „поради липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от стойността и необходимостта за дейностите по лицензията от този разход и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции“, какъвто извод е представен в Доклада. Дружеството настоява разходите за мениджърски и консултантски услуги на стойност от 552 хил. лв., покупки и склад на стойност от 227 хил. лв. и други административни услуги на стойност от 364 хил. лв. да бъдат признати от Комисията и да бъдат включени в необходимите годишни приходи за изпълнението на лицензионните дейности. Представя допълнителна обосновка на вътрешногруповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензните на ЕВН ТР.

4. По отношение на заявените от ЕВН ТР разходи, свързани с недовзет приход от топлинна енергия от 289 хил. лв. дружеството счита, че корекциите са немотивирани и същите не могат да бъдат аргументирани с т. 1 от общия „подход“ от Доклада. Дружеството посочва, че заявеният за възстановяване недовзет приход и необходимостта да бъде включен в утвърдените годишни приходи на ЕВН ТР за новия ценови период произтичат от наложеното със закон задължение на Комисията да изпълни съдебното решение като заличи финансовите последици за ЕВН ТР от отменената т. 2 от свое Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. По спора съществува влязло в сила Решение по адм. дело № 7903 от 2018 г.

ЕВН ТР е представило подробна писмена обосновка за стойността на недовзетия приход, поради което настоява разходите за него да бъдат признати в необходимите годишни приходи на ЕВН ТР за новия ценови период.

5. Възразява относно извършените корекции на разходите за балансиране за природен газ в размер на 113 хил. лв. и прилагания „подход“. Дружеството счита, че аргументите в т. 14 от Доклада, като мотив за неправилно извършените корекции, не се отнасят за разходите за балансиране за природен газ. Тези разходи следва да бъдат включени изцяло в променливите разходи за извършването от ЕВН ТР на дейностите по издадените лицензни. 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 балансиране за природен газ.

6. Дружеството не е съгласно с корекциите на разходите за балансиране за електрическа енергия в размер на 346 хил. лв. и счита, че аргументите, представени в т. 14 от Доклада и направените корекции са в противоречие с изискването на чл. 31, т. 2, буква „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. 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 стойността на тези разходи - 346 хил. лв., да бъде призната от Комисията.

7. По отношение на заявените от ЕВН ТР за утвърждаване от Комисията разходи за покупка на емисии CO_2 е изразено становище, че в НРЦТЕ и в т. 13 от Общия подход на Комисията не е описан методът за определяне на прогнозните цени. Необходим е ясен сигнал към операторите какви показатели, калкулации и данни от кои източници се използват при изготвянето на прогнозната цена. Според Дружеството, определената в Доклада цена не отразява бъдещото краткосрочно изменение на цените на емисиите CO_2 след края на пандемията и активирането на икономическите дейности на участниците в схемата за търговия с емисии. Икономически обоснованите очаквания са за спекулации на борсата и повишаване цената на квотите, свързани с началото на четвъртия период на Европейската схема за търговия с емисии през 2021 г. и недостигът на квоти за изпълнение задълженията на операторите за последната година на третия период.

8. Дружеството изразява несъгласие с приложения „подход“ по т. 3 от Доклада за начина на определянето на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на дружествата в сектора и в частност - тази на ЕВН ТР. Дружеството посочва, че с Решение № Ц-14 от 01.01.2020 г. нормата на възвръщаемост на капитала на ЕВН ТР е определена като 7,1%. От миналия регулаторен период до сега не са настъпили съществени изменения на параметрите, които формират нормите на възвръщаемост на капитала, като някои по-скоро са се увеличили и предвид това, счита че не е логично нормата на възвръщаемост да бъде така драстично намалена в предстоящото ценово решение.

9. ЕВН ТР отбелязва, че работната група не е обсъдила и не е представила пред Комисията исканията и обосновките на ЕВН ТР, направени на основание чл. 35, ал. 3 от ЗЕ - за въвеждането на инструмент за финансиране на изпълнението на националната кумулативна цел за енергийни спестявания по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС и за включване в необходимите годишни приходи на ЕВН ТР на разхода от 2 446 405, 86 лв. за финансирането на мерки за енергийна ефективност при крайните клиенти. В този смисъл ЕВН ТР счита, че Комисията е разгледала заявлението за цени на ЕВН ТР частично. Дружеството отбелязва, че липсата на въведен национален механизъм, определящ, инструментите за финансиране, лишава задължените лица от възможността ефективно и съразмерно с техните задължения, произтичащи от лицензионната им дейност, да участват в процеса по реализация на мерки, водещи до енергийни спестявания.

10. Дружеството е представило допълнителна обосновка на вътрешно-груповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за амортизации в производството се приема частично, а в преноса на топлинна енергия не се приема. С оглед обективно възстановяване на стойността на актива в производството е

възстановен разход за амортизация на активите на стойност 1 500 хил.лв. Процесът на регулиране изисква, освен точно и обективно отразяване в цените на необходимите и доказани от дружеството разходи, така и осигуряване баланс на интересите на дружеството и крайните потребители на енергията. При относително ниски цени на топлинната енергия, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. В конкретния случай при значително намалелите разходи за горива, поради високите инвестиционни разходи в дружеството, цената на топлинната енергия е сравнително висока като абсолютна стойност. При значителното нарастване на разходите за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през предходния ценови период.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за мениджърски и консултантски услуги и други административни услуги е прието изцяло.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи, свързани с недовзет приход от топлинна енергия не се приема. Разходът не е ценообразуващ елемент и представлява неприсъщ разход за извършване на лицензионната дейност.

5. 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.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO_2**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

7. Възражението на дружеството относно определената норма на възвръщаемост на собствения капитал не се приема. Комисията има регулаторно правомощие да поставя горна граница на определени разходи, в зависимост от възможността за осигуряване на плавно изменение на цените, в случай на възникване на непредвидено високи разходи през новия ценови период. Допълнително съображения са изложени в т. 3 от общия подход.

8. Предложението да бъдат признати разходите за финансирането на мерки за енергийна ефективност при крайните клиенти не се приема. Комисията не е извършвала корекция на подобен разход и дружеството неоснователно настоява да бъде включен допълнително.

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) – 165,53 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 165,53 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,10 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,85 лв./MWh

3. 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 – 86,85 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 67 562 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 60 033 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 390 хил. лв. и променливи – 36 643 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 150 883 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,99%
- Електрическа енергия – 292 760 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 279 342 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 418 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 902 MWh

<u>3. „Топлофикация – Плевен“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-04-7 от 01.04.2020 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.12., II.9. и отчетни справки за 2019 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 78,72 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 86,82 лв./MWh;
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 222,27 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 490,83 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на „Топлофикация – Плевен“ ЕАД е следната:

1. Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия ценови 2020 – 2021 г., са на база постигнатите производствени показатели през предходните няколко години, като разчетът е направен на основа на оптимално натоварване на основните съоръжения през новия период. През септември 2020 г. е планиран ремонт на редуктора на когенерацията и частичен ремонт на газовата турбина. 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 155,44 $g_{уг}$/kWh, а за топлинната енергия разходната норма е 159,23 $kg_{уг}$/MWh при постигнати през 2019 г. съответно 153,34 $g_{уг}$/kWh и 160,97 $kg_{уг}$/MWh.

2. Заложените в разчета за новия ценови период технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Очакваната за новия ценови период ефективност е 80,60% при постигната ефективност през 2019 г. 80,56%. Като основа на разчета е очакваното повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Предвижда се произведената електроенергия да бъде 323 400 MWh, а собствените нужди да бъдат 25 400 MWh без да има закупена електроенергия през периода, или 7,85% от произведената електрическа енергия. Увеличението на

произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с 23 000 MWh. Причината за това увеличение е факта, че през месеците юни и юли 2019 г. е извършен голям ремонт на котел-утилизатора, водещ до продължителен престой на газовата турбина.

3. Предвидено е увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за населението с около 2 300 MWh. Основание за това заложено увеличение е необичайно топлата зима в края на 2019 г. - средномесечната температура през м. ноември 2019 е 10,7°C, а през м. ноември 2018 г. е 5,1°C. През месец декември 2019 г. средномесечната температура е 4,4°C, а през м. декември 2018 г. е 1,1°C. Предвидено реализираното количество пара да достигне до 37 100 MWh.

4. При тези допускания разходът на природен газ за разчетния период е 99 470 knm^3 или увеличение с 9,92%, без използване на резервно гориво - мазут. Цената на природния газ е 44,04 лв/MWh и актуалните цени за достъп и пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входна точка „Странджа/Малкочлар“ и изходна точка „България“.

5. Количествата 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 коефициента на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е 192 443 t CO_2. Те са остойностени на база настоящата цена на емисиите CO_2 – 25 евро/t.

6. Необходимите годишни приходи в са определени при спазване Указания-НВ.

7. Изчисленията на разходите са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2019 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2019г. - 30.06.2020 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

8. За периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е предвиденият размер на разходите за застраховане е 404 хил. лв.

9. Разходите за амортизация са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2019 г., като в стойността им за новият регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизациите по инвестиционна програма до 30.06.2021 г.

10. 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 490,83 лв./knm^3.

11. В променливите разходи, както за отчетния период, така и за следващия регулаторен период са включени освен реагенти, химикали и разход на авиационно и турбинно масло за газовата турбина. От общо предвидените 290 хил. лв. на тази позиция, 120 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, в зависимост от натоварването и пропуските от маслената система.

Разходите за ремонт през отчетния период за 2019 г. са 2 320 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са 4 667 хил. лв. и прогнозата за новия регулаторен период от 01.07.2020 г. е 5 620 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 се извършване на рехабилитация на топлофикационни отклонения и да изграждане на нови такива за включване на нови абонати.

12. Нормата на възвращаемост на капитала е 9,66%. Дружеството счита, че ставката 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.

15. В съответствие с указанията в Писмото 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.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 3,28% по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 11,27% по-ниски количества реализирана топлинна енергия с пара и с 20,13% по-високи количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 12,24% по-високи от отчетените за ценовия период, като са по- високи с 20,80% за горещата вода и по-ниски с 9,65% за водната пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 10,63% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), основно от увеличение разходи за ремонт с 18,19%, разходи за заплати и възнаграждения с 9,64% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 24,99%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 96,14%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация-Плевен" ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е 34,41% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетената стойност на НВск, е по-висока спрямо утвърдената вследствие на намалените променливи разходи, освен от намаленото производство и от закупени по-малки количества емисии парникови газове CO_2 от утвърдените.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е -9,24% и е в резултат на завишените условно-постоянните разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи" са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 3 671 хил. лв. на 2 769 хил. лв. или с 902 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 345 хил. лв. на 301 хил. лв. или с 44 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 5 620 хил. лв. на 3 520 хил. лв. или с 2 054 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., която е завишена с 53,71%, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период със същия размер от 2 054 хил. лв., а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 4 374 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2019 г. – 2 320 хил. лв. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 4 230 хил. лв. на 3 882 хил. лв. или с 348 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 062 хил. лв. на 1 000 хил. лв. или с 62 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 9 410 хил. лв. на 8 139 хил. лв. или с 1 271 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 189 226 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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 „НВК“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 11,29% на 3,24%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 1.07.2020 г. - 30.06.2021 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	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000n m^3)	34,2870	40,0000	41,9860	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Емитирани CO_2 – 189 226 t

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 99 470 knm^3

Количество на емисиите CO_2 – 189 226 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 189 226 t X 43,01 лв./t **= 8 139 хил. лв.**

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към

която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,02 лв./MWh;

Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 5,21+17,92 = 23,13 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

След проведеното открито заседание на 04.06.2020 г. „Топлофикация - Плевен“ ЕАД с писмо с вх. № Е-14-04-16 от 04.06.2020 г. е представило следното възражение относно корекциите в Доклада:

1. Разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 345 хил. лв. на 301 хил. лв. Реално начислените амортизации за 2019 г. за пренос са 315 хил. лв. Във връзка със състоянието на топлопреносната мрежа и абонатните станции е определен техният полезен живот. През новия регулаторен период дружеството очаква да въведе нови ДМА в преноса и поради тази причина изчислените очаквани амортизации са 345 хил. лв.

Дружеството не е съгласно с намаляването на разходите за амортизации в производството от 3 671 хил. лв. на 2 769 хил. лв. или намаление с 902 хил. лв., тъй като в „Топлофикация Плевен“ ЕАД работи Когенерационна инсталация с газова турбина, която е бързо амортизируема и изисква по-ускорен амортизационен план, в сравнение с нормалните машини, съоръжения и инвентар.

2. Дружеството не е съгласно с направените корекции в разходите за ремонт и счита, че неправилно е цитирана планираната сума за ремонти за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Коректната стойност е 4 755 хил. лв., а не 4 374 хил. лв. Според дружеството не е вярно, че има значително неизпълнение на ремонтната програма за изминалия ценови период. Само през периода 01.07.2019 г. - 31.03.2020 г., по време на подаване на заявлението, са усвоени 4 283 хил. лв.

През април и май 2020 г. само за части и материали за когенерацията дружеството е изразходило още 110 хил. лв. Според дружеството на база на изпълнението на ремонтната програма през изминалия ценови период, очевидно не е вярно и твърдението, че „липсват финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности“ и последствието да е намаляване на приходите му. Дружеството счита, че намаляването на поисканите приходи ще е причина за поредно отлагане на част от ремонтите, а от своя страна разходите и нанесените щети при аварийни ремонти са значително по-високи в сравнение с аналогичните за планови и превантивни ремонти.

3. „Топлофикация-Плевен“ ЕАД възразява срещу намалението на разходите за заплати и възнаграждения с 348 хил. лв., срещу намаляването на социалните осигуровки с 62 хил. лв. и запазването им до нивото на отчетените през 2019 г. Месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2019 г., съгласно данни на НСИ, е 2 043 лв., а с предвидената корекция този показател за дружеството става 1526 лв. или изчислено в процент, изоставането на заплатите на работещите в „Топлофикация-Плевен“ ЕАД е 25,30% от обявените от НСИ за отрасъла. В своето предложение за цени дружеството е поискало увеличение на средствата за работна заплата с 9%. „Топлофикация-Плевен“ ЕАД счита, че в едно дружество, работещо 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. От друга страна в енергетиката постоянно настъпват изменения и изискванията към персонала се увеличават, както, например, либерализацията и диверсификацията на пазара на природен газ и за постигане на резултати на дружествата им трябват висококвалифицирани и високоплатени специалисти. Според дружеството, със задържането на средната работна заплата на едно от

последните нива в системата на енергетиката се нарушава принципът на равнопоставеност на енергийните дружества.

4. Дружеството възразява срещу коригирането на разходите за закупуване на квоти CO_2, тъй като в Доклада на Комисията не става ясно как е определена цената от 22 евро/t, тъй като отчетната цена за 2019 г. е 24,05 евро/t и счита, че така посочената цена от 22 евро/t е ниска за целия регулаторен период.

5. В Доклада е обявено за „Топлофикация-Плевен“ ЕАД намаление на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на 3,24% на основание общия подход. Дружеството възразява срещу приемането ѝ като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал на 3,24% въз основа на данни на БНБ към 31.12.2019 г. Според дружеството изчислението на този процент е извършено некоректно - не са взети под внимание статистическите данни за периода на получаване на кредита и по този начин това изчисление е в противоречие на т. 40 от Указания-НВ за изчисляване на нормата на възвращаемост.

Дружеството подчертава, че с направените корекции на разходите при определяне на цените е поставено в трудна ситуация. Периодът на дерогация на ПГ 2 и ПГ 3 изтича в края на 2022 г. и без активна инвестиционна кампания през следващите 2 години дружеството няма да разполага с необходимите мощности, за да изпълнява основната си дейност. Според дружеството при такъв обем инвестиции привлеченият капитал няма да може да покрие всички разходи, а сумата за самоучастие е непосилна.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации в производството и в преноса на топлинна енергия не се приема. Активите, които дружеството ще въведе в експлоатация в преноса през новия ценови период ще бъдат включени в цените тогава, когато бъдат актувани в инвентарната книга на активите. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно т. 31.1, б.“б“ от раздел II, глава втора 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*. По отношение на коригираната стойност на разходите за амортизации в производството, може да се посочи, че амортизационната норма за регулаторни цели от 15 г. е технически релевантна към производствените съоръжения и не е в противоречие с възможностите, които дава Законът за счетоводството за прилагане на по-ускорен метод.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт се приема. Отчетена е допълнително постъпилата информация, че за периода 01.07.2019 г. - 31.03.2020 г., както и по времето на подаване на заявлението и процедурата на регулаторен преглед са усвоени 4 283 хил. лв. Така предложената стойност на разходите за ремонт е с 31,22% по-висока от отчетената стойност през изминалия ценови период и е в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през отчетния ценови период.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO_2**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за

следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. Допълнително съображения са изложени в т. 3 от общия подход.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Плевен“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,83 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 172,83 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,40 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 72,66 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 64,65 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 68 005 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 66 607 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 800 хил. лв. и променливи – 49 807 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 32 442 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,31%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 298 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 194 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 100 MWh

<u>4. „Топлофикация – Бургас“ ЕАД</u>

С писмо вх. № Е-14-13-5 от 01.04.2020 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 е приложена информация по т. II.6. и справки с отчетна информация за 2019 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 – 90,54 лв./MWh;
2. Цена за комбинирана електрическа енергия – 225,92 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- природен газ – 489,51 лв./knm^3;
- сламени пелети – 142,44 лв./t при калоричност 4 101 kcal/kg;
- слънчогледови пелети – 153,64 лв./t при калоричност 4 161 kcal/kg.

Обосновка на техническо-икономическите данни и прогнозна информация за

регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г.

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

При изготвяне на прогнозата по 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 01.07.2020-30.06.3021 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2019-30.06.2020 г. и отчетните за периода 01.01.2019-31.12.2019 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2020-30.06.2021 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 амортизации за новия регулаторен период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до края на 2019 г., начислен върху ДА само за електрическа енергия представлява 838 хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство“ – 261 хил. лв. и „Пренос“ – 53 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, представляват 111 хил. лв.

1.2. Обосновка на разходите за ремонт

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 600 хил. лв., в т. ч. 2 150 хил. лв. в направление „Производство“ и 450 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление Производство разходи за ремонт – 1 970 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 96 хил. лв. за топлинна енергия, а 84 хил. лв. - общо за двата продукта.

Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газо-буталните 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 и 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 162 души - работници и служители. Разходите, разделени по лицензионни дейности и съответните годишни разходи за работна заплата, са показани в табличен вид.

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях през новия ценови период спрямо същите за 2019 г. се дължи на 10 (десет) процентно увеличение на средствата за работна заплата, както и на това, че през 2019 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 1 933 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 54 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2019 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. 95 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 2019 г. са 3,43% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2019 – 30.06.2020 г. са предвидени 5,00%.

1.3. Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за новия ценови период са определяни на база приблизително същите разходи през отчетната 2019 г. Общият им размер по отчет за 2019 г. е 891 хил. лв., а този за новия ценови период е 1 036 хил. лв. или увеличението е със 144 хил. лв. Заложеният по-голям размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията през периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. спрямо тези за 2019 г. се наблюдава при следните позиции:

- *Горива за автотранспорт – завишената сума е съобразена с факта, че от месец юли 2019 г. е в движение новозакупен автомобил, съгласно договор за лизинг;*
- *Увеличеният размер на разходите за „Проверка на уреди“ се налага поради предстоящата последваща метрологична проверка на част от уредите за търговско измерване, намиращи се, както при топлоизточника, така и тези в АС. Проверката на уредите ще бъде извършена преди началото на отоплителен сезон 2020/2021 г.;*
- *Разходите за „Абонаментно поддържане“ са завишени поради това, че през месец декември 2019 г. е подписан договор за медийно-информационно обслужване на дружеството под формата на съобщения, дописки, отразявания и интервюта.*
- *През 2020 г. дружеството продължава да води съдебни дела. Материалният интерес по заведените дела е голям, което обуславя и очаквания от нас по-голям размер на съдебните разходи за периода;*
- *Безплатна предпазна храна – Ръководството на дружеството има намерение за увеличение, както на заплатите, така и на средствата за безплатна предпазна храна;*
- *Разходите за такса събрано инкасо са прогнозирани в размер на 120 хил. лв., като размерът им се формира от възнагражденията на изпълнителите по сключените договори за събиране на вземания като: ТП „Български пощи“, „Ипей“ АД, „Изипей“ АД, „Транскарт“ ЕАД и „Ер Ен Трейдинг“ ЕООД, както и комисионните, събирани от банките върху постъпленията от клиенти по микро-сметката и чрез ПОС-терминалните устройства. Предвидената по-голяма сума е свързана с очакванията за увеличаване на събираемостта;*
- *Поради ниските цени, утвърдени от КЕВР за отчетната 2019 г., и в следствие от това занижен входящ паричен поток в дружеството, част от планираните разходи не бяха извършени. Увеличените в прогнозата разходи за работно облекло и предпазни средства по охрана на труда гарантират нормалното функциониране на дружеството.*

1.4. Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител

През новият ценови период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. 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 2019 г. не са реализирани приходи от описаните по-горе дейности. Посочените приходи от услуги в размер на 1 хил. лв. са от промяна на партиди и съгласуване и заверка на скици.

1.5. Обосновка на променливите разходи

1.5.1. Обосновка на разходите за горива

Разходите за горива в енергийната и водогрейна части, посочени в променливите разходи, са определени при цена на природния газ 489,51 лв./knm^3 в съответствие с показателите по Справки № 4 „ТИП-Производство“ от ценовия модел и Приложение № 5 от интернет страницата на КЕВР.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2020-06.2021 г. е приет в размер на 94,24 g/kWh$_e$ при отчетна стойност на показателя 97,43 g/kWh$_e$ за 2019 г., т. е. с 3,00% по-нисък.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано

производство е приет в размер на 200,37 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 197,23 kg/MWh$_{th}$ за 2019 г., т .е. с 2,0% е завишен.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано, с обща ефективност 81,2% и икономия на гориво в размер на 21,4%, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2020-06.2021 г. е приет в размер на 144,19 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 142,25 kg/MWh$_{th}$ за 2019 г., т. е. с 1,43% по-висок.

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 е приет в размер на 7,52 m^3/h при разход за 2019 г. 8,7 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 0,503 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m^3.

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 2,17 лв./m^3, при цена на питейната вода от ВиК Бургас 2,765 лв./m^3 към момента. Цената на сондажната вода, използвана за технологични нужди, се формира от цените на ВиК Бургас за канал – 0,503 лв./m^3, пречистване 0,847 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m^3, т. е. обща цена 1,42 лв./m^3.

За битови нужди се използва питейна вода от ВиК Бургас при цена 2,765 лв./m^3 към момента.

Общият разход за вода за регулаторния период 01.07.2020-30.06.2021 г. е в размер на 101 хил. лв.

1.5.3. ***Представени са обосновки на разходите за закупена електрическа енергия, за консумативи, за солен разтвор, за масло и др.***

1.5.4. ***Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO_2)***

За периода 01.07.2020 - 30.06.2021 г. предстоящите на закупуване емисии CO_2 за производството на електрическа и топлинна енергия трябва да се определят като от верифицираните количества да бъдат приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, топлоенергия и електроенергия съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО, (изменена с Директива 2009/29ЕО).

През 2021 г. до 28 февруари 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. 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.

Т.е. количеството безплатни квоти за топлинна енергия по чл. 10а от Директивата, които трябва да бъдат включени в разчети за следващия регулаторен период, е равно на 0.

За „Топлофикация – Бургас“ ЕАД за 2020 г. не са предвидени безплатни квоти за електрическа енергия, съответно за следващия регулаторен период количеството безплатни квоти за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата е равно на 0.

Прогнозното количество емисии парникови газове за ценовия период 01.07.2020 – 30.06.2021 г. в размер 74 239 t CO_2 е изчислено, съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за докладване на годишни емисии на ИАОС.

Прогнозната цена на емисии CO_2 е 25 евро/t и общите разходите за емисии парникови газове за регулаторен период 01.07.2020 г.- 30.06.2021 г. са на обща стойност 3

630 хил. лв.

II. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2019 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 31.12.2019 г.

Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

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.

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 290 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 4 072 хил. лв. е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справка № 2 „РБА“.

III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2019 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 с задълженията по кредити и техните лихвени ставки.

IV. СПРАВКА № 4 – ТИП-ПРОИЗВОДСТВО

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 за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 191 970 MWh_{th} и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 704 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2015 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия.

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 на цялата инсталация възлиза на 50 282 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

През новия регулаторен период от 01.07.2020 г. количеството произведена електрическа енергия е в размер на 114 379 MWh_e.

Продаденото количество електрическа енергия е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и електрическа енергия, загубена при трансформацията на 6,3 kV и 20 kV в съоръженията на ЕСО ЕАД. Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период възлиза на 108 351 MWh_e.

Произведената топлинна енергия от ИКПТЕЕ е в размер на 121 578 MWh_{th}.

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 195 674 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 121 578 MWh_{th}. Това количество възлиза на 74 096 MWh_{th}.

<u>V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС</u>

През новия ценови период количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 139 528 MWh, които включват топлинна енергия за отопление – 61 529 MWh и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – 77 999 MWh.

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 и е в размер на 44 005 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни по години от 2015 г. и Методиката за изчисление на технологичните загуби в абонатните станции – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на показателя е 4 452 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за периода 01.07.2020 - 30.06.2021 г., в размер на 3 985 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 72,73 ^0C и 48,31 ^oC.

Общото прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2020-30.06.2021 г. е в размер на 52 442 MWh_{th}.

Отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 191 970 MWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени с 1,93% спрямо отчетните за ценовия период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени с 11,91% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са намалени с 3,71% 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 16,28% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), в резултат на увеличените разходите за заплати и възнаграждения с 29,31% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 24,97%. Дружеството прогнозира през новият регулаторен период запазване на разходите за инвестиции.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация - Бургас“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -1,66% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетената отрицателна стойност

на НВск, спрямо утвърдената се дължи на намаленото производство и продажби при извършени разходи от дружеството близки до утвърдените.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е 6,53%, реализирана вследствие на по-ниските променливи разходи, независимо ръста на условно-постоянните разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 2 250 хил. лв. на 540 хил. лв. или с 1 710 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., завишена допълнително с 50%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 470 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2019 г. – 361 хил. лв., съгласно представените данни и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 538 хил. лв. на 3 008 хил. лв. или с 530 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 911 хил. лв. на 687 хил. лв. или с 224 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за външни услуги, като част от променливите разходи, са коригирани от 2 324 хил. лв. на 1 373 хил. лв. или с 951 хил. лв., до нивото на отчетените през 2019 г., завишени с 4,10% в съответствие с увеличението на количествата произведена енергия през новия ценови период със същия процент;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 3 630 хил. лв. на 3 193 хил. лв. или с 437 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 74 239 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 1.07.2020 г. - 30.06.2021 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:	$tC0_2/TJ$	55,4829	77,4000	74,1000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm^3)	34,2870	40,0000	41,9860	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	100%	

Емитирани CO_2 – 74 239 t

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 39 025 knm^3

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2:74 239 t X 43,01 лв./t **= 3 193 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 „НВК“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,11% на 3,24%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените- Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,22 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,22+17,33 =22,55 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 17,823 MW.

С писмо с вх. № Е-14-13-10 от 04.06.2020 г. „Топлофикация-Бургас“ ЕАД е представило възражение във връзка с направени корекции по Доклада:

1. Дружеството възразява срещу извършени корекции на **разходите за ремонт**, които от 2 250 хил. лв. са намалени до отчетените за 2019 г. в размер на 540 хил. лв. Аргументира се с извършването на междинни ремонти на 10 000 работни часа на ГБД № 1, 2 и 3 и на 20 000 h на ГБД № 4, 5 и 6, планови обслужвания на водогрейни котли, планови ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, които ще целят намаляване на разхода на добавъчна вода, както и рехабилитация АС и на топлопроводите и подмяна на топлоизолацията с цел оптимизиране на топлинните загуби от излъчване.
2. По отношение на **разходите за заплати и възнаграждения** дружеството възразява за направената корекция от 3 538 хил. лв. на 3 008 хил. лв. или с 530 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г., вследствие с увеличеното текучество на персонала поради ниския размер на работните заплати. Заложено е увеличение с цел доближаване до средната работна заплата за сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“, съгласно данни на НСИ.
3. Твърди, че неправилно са коригирани **разходите за осигурителни вноски** и **социални разходи** от 911 хил. лв. на 687 хил. лв. или с 224 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г., тъй като са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт се приема частично. Във връзка с извършването на междинни ремонти на 10 000 работни часа на ГБД № 1, 2 и 3 и на 20 000 h на ГБД № 4, 5 и 6 са включени допълнително 100 хил. лв. по експертна оценка към коригираната стойност от 540 хил. лв.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за осигурителни

вноски и социални разходи се приема частично. При свързаните с разходите за заплати и възнаграждения осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през отчетния ценови период.

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) – 166,18 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 166,18 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,75 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,06 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 27 919 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 27 094 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 987 хил. лв. и променливи – 20 107 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 16 160 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,11%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 108 351 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 139 528 MWh

<u>5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-53-4 от 02.04.2020 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 2019 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 - 87,79 лв./MWh;

2. Цена на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 169,16 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия са изчислени при цена на природен газ 299,44 лв./knm^3 (без акциз, пренос, достъп и ДДС).

Към заявлението е представена следната обосновка относно технико-икономическите и финансови прогнози за новия ценови период от 01.07.2020 г.:

- *Обща норма на възвращаемост на капитала 4,84%, получена при норма на възвращаемост на собствения капитал, заложена в моделите за ценообразуване в размер на 7%, определената от Комисията с ценово решение № Ц – 18 от 01.07.2019 г.;*
- *Регулаторна база на активите – изчислена в съответствие с чл. 9, ал 1 от НРЦТЕ.*
- *Планирани продажби на топлинна енергия в размер на 67 979 MWh. Планирано е увеличение от 12,2% спрямо отчета за 2019 г. на база нормални средногодишни външни температури за региона на гр. Варна през следващия ценови период и ново присъединени консуматори;*
- *Размер на технологичните разходи в производство и пренос - 23 857 MWh или 26% (планиран е спад от 1,4% спрямо базисната 2019 г., поради очаквано повишение количеството на продажбите).*
- *Планирани продажби на електрическата енергия - 65 029 MWh от високоефективно комбинирано производство (увеличение от 1% спрямо базисната 2019 г., в резултат на повишената разполагаемост на ко-генераторите).*

➢ *Цена на природния газ в размер на 26,21 лв./MWh (без ДДС и акциз), съгласно Доклад на КЕВР, относно изменение на цените на енергията, произведена от централи с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия във връзка с изменение на цените на природния газ от 01.04.2020 г.*

➢ *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 и съобразно производствена програма на дружеството.*

➢ *Калкулирани са разходи в размер на 300 хил. лв. за акциз на природния газ.*

➢ *Оборотен капитал – необходимият оперативен оборотен капитал на дружеството е калкулиран като 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейността за ценовия период 01.07.2020 – 30.06.2021 г. Необходимият оборотен капитал е разпределен между производство, в т.ч. комбинирано и разделно и пренос, на база съответната част на регулаторната база на активите.*

➢ *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.*

Разходите за са увеличени с 10,26% (145 хил. лв.) спрямо базисната 2019 г., а тези за осигурителни вноски и социални разходи се увеличават с 44 хил. лв. (10,62%).

Повишаването в двата разхода е резултат от увеличеният щат на дружеството от 58 човека средно-списъчен персонал през отчетната 2019 г. до 65 човека за бъдещия ценови период, което изисква съответното увеличение на фонд работна заплата и съответните социални разходи и осигуровки. Към 31.03.2020 г. на щат в дружеството са назначени 63 човека.

➢ *Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са планирани на база отчетени през 2019 г. разходи, индексирани с инфлация от 2,1%, съобразена с груповите инструкции на „Веолия груп“. Намалението, което предвижда дружеството е в размер на 225 хил. лв.*

➢ *Разходи за емисии парникови газове (CO_2) в бъдещия период възлизат на 1 732 хил. лв., получени като произведение на общото количество 35 417 t CO_2 и цена 25 евро/t. Разходът е по-голям от базовата година, заради увеличената консумация на природен газ и липсата на безплатни квоти.*

➢ *Разходите за ремонт и поддръжка през регулаторен период 2020/2021 г. са определени на база запазване на оптималната работа и изправното състояние на всички съоръжения, участващи в процесите на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия и възлизат на 931 хил. лв. Разходите за ремонт и поддръжка за текущия регулаторен период 2019/2020 г. възлизат на 940 хил. лв., а тези за отчетната 2019 г. на 912 хил. лв., като увеличението на разходите спрямо отчетната 2019 г. се дължи на по-високите разходи за ремонт и поддръжка на основната и второстепенната топлопроводни мрежи. Предвидените в следващия регулаторен период по-високи разходи за ремонт и поддръжка се дължат на необходимостта от извършване на превантивна поддръжка на абонатни станции.*

С писмо с вх. № Е-14-51-3 от 04.05.2020 г. дружеството е представило изисканата с писмо изх. № Е-14-00-6 от 27.04.2019 г. информация.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е декларирало, че няма приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения. Дружеството не разполага със 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 „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД.

Разходите за адвокатски хонорари по непогасени присъдени вземания остават за сметка на дружеството.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 0,93% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 14,01% 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 4,41% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР със 7,99% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), основно от намалените разходи за ремонт с 41,85%.

Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 24,93%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е 0,29% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е вследствие на увеличените условно-постоянни разходи, независимо намалените променливи разходи, които са в резултат на намаленото производство.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е -1,38%, което се дължи на завишените условно-постоянни разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството, т.е. и за нерегулираната дейност.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 1 389 хил. лв. на 1 376 хил. лв. или с 13 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 676 хил. лв. на 464 хил. лв. или с 212 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 1 556 хил. лв. на 1 412 хил. лв. или със 144 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 458 хил. лв. на 414 хил. лв. или с 44 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за обучение са коригирани от 50 хил. лв. на 12 хил. лв. или с 38 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите, допълнително дописани от дружеството в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, а именно:

- Мениджърски и консултантски - 121 хил. лв.;
- Човешки ресурси - 117 хил. лв.;
- Правни и корпоративни въпроси - 107 хил. лв.

не са включени в разходната част поради липса на подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност, в контекста на недопускане на дублиращи се разходи в цените.

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 1 732 хил. лв. на 1 523 хил. лв. или с 209 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер от 35 417 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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 № 4 „ТИП в производството“ са направени следните корекции:

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран със 150 knm^3 до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива, съгласно т. 13 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените- Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,80 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 5,19+17,03 = 22,26 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

- На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm^3)	34,2870	40,0000	41,9860	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Прогнозни емисии CO_2 – 35 417 t

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 20 097,57 knm^3

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 35 417 т **X** 43,01 лв./т **= 1 523 хил. лв.**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-53-7 от 05.06.2020 г. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило следното становище по Доклада:

1. Разходи за амортизации - Дружеството не е съгласно с корекцията на разходите за амортизации в производството в размер на 13 хил. лв., както и в преноса на

топлинна енергия в размер на 212 хил. лв., като счита, че този подход за приемане на осреднен полезен живот на всички активи в производството и в преноса, без преценка на активите по групи и съобразяване на техния технически и икономически живот, е икономически необоснован и противоречи на материалния закон.

2. Разходите за заплати и за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2019 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход. Дружеството счита, че не са отчетени предоставените данни, касаещи планираното увеличение на щата от 58 човека средносписъчен персонал през отчетената 2019 г. до 65 човека средносписъчен персонал за бъдещия ценови период, нивото на средната месечна заплата, квалификацията на наетия персонал и др. Назначаването на тези кадри е необходимо на дружеството за нормалната експлоатация и поддръжка на енергийните обекти и съоръжения с оглед изпълнение на условията по издадените лицензии. Също така размерът на заплатите на персонала е съобразен с квалификацията на наетия персонал и тенденцията за нарастване на доходите на заетите в страната. В дружеството 40 човека от наетия персонал са с висше образование, което предполага по-високо трудово възнаграждение, съответстващо на придобитата квалификация. Дружеството счита, че заявените прогнозни разходи за персонал за новия ценови период осигуряват баланс между финансовото състояние на дружеството и размера на разходите за възнаграждения на необходимия персонал.

3. Разходите за обучение са намалени от 50 хил. лв. на 12 хил. лв. или с 38 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г. Дружеството смята, че корекцията е необоснована и не е без значение факта, че през м. февруари (в рамките на текущата ценова година) е извършено обучение на оперативния персонал на стойност 35 314, 80 лв. от фирмата-производител на инсталираните когенератори - Jenbacher. Според условията по издадените лицензии, изпълнението на дейностите по производство и пренос на топлинна енергия следва да се извършва от квалифициран и добре обучен персонал. Професионалното обучение, повишаването на квалификацията, преквалификацията и др. на наетия персонал се изисква и от действащите правила за техническата експлоатация на централите за производство на електрическа и/или топлинна енергия и топлопреносните мрежи и за безопасност и здраве, с оглед правилната и ефективна експлоатация, поддръжка и ремонт на съоръженията и за предотвратяване на аварии и инциденти по тях. Дружеството провежда периодична проверка на знанията, както практически занятия и изпити по Правилниците за безопасност и здраве, Наредба № 9 от 9 юни 2004 г. за техническата експлоатация на електрически централи и мрежи и др., част от които се провеждат от външни експерти. Посочва се, че прогнозираните разходи за обучение са съобразени с посочените изисквания на действащото законодателство и необходимостта от обучение на персонала на дружеството, зает в осъществяване на лицензионните дейности.

4. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности - „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД счита, че корекцията на тези разходи в частта: мениджърски и консултантски, човешки ресурси и правни и корпоративни въпроси в разходната част с мотив, че липсва подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност, в контекста на недопускане на дублиращи се разходи в цените е неприемлива. Дружеството смята, че изводът на Комисията не се подкрепя от представените със заявлението обосновки, данни и документи за свързаните с тях разходи, тъй като е представило подробен и задълбочен анализ и обосновка на предвижданите вътрешно-групови разходи и всяка една от посочените услуги е необходима и свързана с основните дейности на дружеството по производството и преноса на топлинна енергия. Това са услуги, които не се извършват от лица по трудов договор и са изнесена дейност на дружеството, поради което не е налице дублиране на разходи в цените, като например:

- Услуги, свързани с подбор на персонала и всички въпроси, свързани с кадровата обезпеченост на дружеството, повишаване на квалификацията на човешките ресурси и др.
- Услуги за правното обслужване на дружеството по всички въпроси, свързани с лицензионните дейности, вкл. изготвяне на вътрешни правилници, заповеди, инструкции,

процесуално представителство, и др.

- Разходите за мениджърски и консултантски услуги включват всички компоненти на договорното възнаграждение на управленските кадри на дружеството и осигурителни вноски и свързани с тях разходи (които кадри не са на трудов договор, а на договори за управление), както и разходи за предоставяне на персонал.

5. Разходите за емисии парникови газове са коригирани от 1 732 хил. лв. на 1 523 хил. лв. или с 209 хил. лв., като необходимите количества на дружеството през новия ценови период са в размер на 35 417 t. Икономически обоснованата цена на емисиите за периода е определена в размер на 22 евро/t. Дружеството смята, че в Доклада липсва обосновка относно начина на определяне на посочената икономически обоснованата цена на емисии от 22 евро/t и използваните за това данни, както и че в Писмото е указано изчисленията да се извършват при прогнозна цена на тон емисии 25 евро/t. Дружеството възразява, че количествата емисии за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива, които са определени след корекция в справка № 4.

6. Допълнителни корекции в разходите - Дружеството счита, че липсва информация за допълнително коригираните условно-постоянни разходи в размер на 202 хил. лв., поради което не става ясно кои са тези разходи и по какви причини са коригирани.

7. Справка № 4 „ТИП производство“ - Според дружеството извършените по тази справка корекции са необосновани, тъй като не става ясно при какви данни е извършена корекцията на разхода на природен газ в комбинираната част на централата със 150 knm^3 (което рефлектира и върху количествата емисии за производство на електрическа енергия), както и за постигнатата през 2019 г. обща енергийна ефективност.

8. Норма на възвръщаемост на собствения капитал - Дружеството не е съгласно с определената норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5,02% и счита, че при нейното определяне са нарушени разпоредбите на чл. 15, ал. 4 от НРЦЕЕ (чл. 10, ал. 4 от НРЦТЕ), съгласно който *„Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация“.* Също така за определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал е използван „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing _Model-CAPM) НВск = Безрискова премия + бета коефициент на активите * Пазарна рискова премия. Дружеството смята, че липсва обосновка относно прилагане на посочения модел по отношение на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, както и на конкретно използваните параметри за изчисляване на стойността на собствения капитал. Посоченият в Доклада коефициент - 0,58 (безлостов бета коефициент на активите), съгласно цитирания от дружеството източник, касае стойността на коефициента β за сектор енергетика (Power), а същността на коефициента β е да отразява риска на собствения капитал/акциите, свързан с конкретното предприятие или конкретен пазарен сектор, какъвто в случая е сектора „Топлоенергетика“, а не целия енергиен сектор.

Дружеството счита, че така използваният модел не отчита всички фактори, изброени в горецитираните нормативни разпоредби, а именно: *специфичен риск на предприятието*. Топлофикационните дружества в България са сравнително малки по размер, респ. по обороти, предвид демографските характеристики на страната, потреблението на топлинна енергия не е стабилно и има отлив на клиенти, което води до извода, че те са по-рискови от другите енергийни компании в страната. Поради тази причина, при определянето на стойността на собствения капитал би следвало да се отчитат и размера и специфичния риск на предприятието. С оглед на горното, определената норма на възвръщаемост на собствения капитал от 5,02% няма да стимулира развитието на инвестиции в дружеството и не може да

защити неговата възвръщаемост. Подобна норма на възвръщаемост не е в съответствие с правилото по чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

9. Разходи за достъп до електропреносната /електроразпределителните мрежи. Дружеството не е съгласно с невключване на тези разходи, които ще трябва да заплати през новия ценови период. То счита, че този разход е присъщ за дейността по лицензията за производство на електрическа и топлинна енергия и съгласно чл. 31, т. 2 от ЗЕ трябва да бъде отчетен при определяне на цените на дружеството.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за амортизации не се приема. Възприетият от Комисията подход с отчитане на осреднен полезен живот на всички активи в производството и в преноса, без детайлизиране на активите по групи и отчитане на техния технически и икономически живот поставя всички дружества в равнопоставено положение относно включването на този разход в цените. Детайлизирането на отделните активи и стремежът на регулатора да фиксира техническия им живот ще провокира дискусии и спорове с представяне на субективни аргументи на отделните страни. НРЦТЕ и НРЦЕЕ не съдържат 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.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през отчетния ценови период.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за обучение не се приема. Извършеното обучение през месец февруари 2020 г. е извършен разход в рамките на регулаторната рамка за изминалия ценови период. За новия ценови период стойността на този разход е приет за не по-висок от отчетения през базисната година.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на намалените разходи, пряко свързани с регулираните дейности се приема частично. Приети са аргументите на дружеството относно услугите за правното обслужване на дружеството по всички въпроси, свързани с лицензионните дейности, вкл. изготвяне на вътрешни правилници, заповеди, инструкции, процесуално представителство, и др.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO_2**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

6. Възражението на дружеството относно допълнителната корекция в УПР не се приема. Всички направени корекции са описани по позиции с оглед анализ на тяхната необходимост за извършване на лицензионната дейност.

7. Възражението на дружеството относно корекциите в справка № 4 „ТИП в производството“ на количеството на природния газ не се приема. С оглед недопускане на режими на производство по-неефективни от вече отчетените такива през базисната година, разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран със 150 knm^3 до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

8. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на собствения капитал, възражението на дружеството не се приема. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Съображенията са изложени в т. 3 от общия подход.

9. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи не се приема, тъй като съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ, както и 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.

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) – 172,43 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 172,43 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,16 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 16 934 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 787 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 174 хил. лв. и променливи – 9 613 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 29 549 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,88%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 029 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 67 979 MWh

<u>6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-06-3 от 01.04.2020 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. 9, I.12, II.8 и справки по ЕССО за 2019 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия – 228,15 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 110,52 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на

природен газ 490,41 лв./knm^3 (без акциз и ДДС).

Обосновката на дружеството на ценообразуващите елементи за новия ценови период от 01.07.2020 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 31.12.2019 г. и очакваните промени по видове разходи за прогнозния период, както следва:

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 се увеличат в резултат на новопридобити дълготрайни активи през 2019 г., както и от извършен основен ремонт на газов двигател Jenbacher, при който е бил подменен целият двигател и 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. Увеличението спрямо отчета за предходната година се дължи на следните фактори:

a. Ремонтите на газовия двигател в ОЦ „Младост“ съгласно предписанието на производителя са наложителни и не може да бъдат пропуснати, защото трябва да се гарантира надеждната работа на съоръжението, като това е отразено в ремонтната програма (Приложение 1). За целта е открита процедура по реда на ЗОП.

b. Предстоящият ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска“ на когенератор 1 и когенератор 2, съгласно предписанието на производителя, ще гарантира 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 – Приложение 2.

c. Предстоят основни ремонти на турбокомпресорите, които са сериозно амортизирани и състоянието им се отразява на енергийната ефективност на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Предстои сключване на договор за техническото обслужване и аварийни ремонти на база проведена процедура по реда на ЗОП – Приложение 3.

d. Подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност. Подмяната ще бъде извършена със собствени сили.

3. Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2019 г., увеличени с разходите във връзка с промяната на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. и свързаните 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 и затруднения при намиране на персонал с необходимата ни квалификация.

4. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности за новия ценови период, са в размер на достигнатите по отчет за 2019 г.. В структурата на разходите има и някои минимални увеличения който 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 запазени на нивото на 2019 г.*
- *Разходите за застраховки са в на база действително сключени застрахователни полици, които са със действие през ценовия период, започващ от 01.07.2020 г. Разходите спрямо предходната година са с 47 хил. лв. по-малко, поради сключена през 2019 г. допълнителна застраховка финансов риск във връзка с задължение към „Булгаргаз“ ЕАД;*

➢ *Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, експертни, наеми, експертни и одиторски услуги, вода, осветление и отопление, безплатна предпазна храна по Наредба 11, охрана на труда, командировки, разходи за публикации се запазват на нивата от 2019 г.*

➢ *Разходи за абонаментно поддържане и разходите за проверка на уреди са увеличени спрямо отчета за 2019 г. с 30 хил. лв., поради предстоящата задължителна метрологична проверка на търговските уреди за измерване на топлинна енергия /топломери, водомери и др./ през 2020 г.*

➢ *Съдебните разходи са с увеличение от 4 хил. лв. във връзка с предстоящи съдебни дела с големи длъжници на дружеството като – МБАЛ „Хр. Ботев“, ДКЦ „Враца“ и др.*

➢ *Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей, Изипей, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси от абонатите и ползва услугите на други фирми. Тук са включени и разходите по отчета на уредите за дялово разпределение от фирмите, които се явяват като подизпълнители на „Топлофикация-Враца“ ЕАД. Тези разходи се запазват в размер на достигнатите през 2019 г. разходи.*

➢ *В условно – постоянните разходите са включени и разходи за резервиране на капацитет за природен газ в размер на 198 хил. лв.. Разходът се налага от задължението на дружеството да осигури и поддържа минимален стандарт на доставка, който трябва да осигури природен газ с цел гарантиране на доставките към клиентите за най-малко 30 дни, съгласно Плана за действие при извънредни ситуации. В тази връзка, както и поради факта, че от 01.02.2020 г. е подадено тримесечно предизвестие за прекратяване на договора с Обществения доставчик – „Булгаргаз“ ЕАД, който е имал задължението да резервира и осигури капацитетни продукти за всичките си клиенти, се налага след прекратяване на договора „Топлофикация-Враца“ ЕАД да се ангажира с осигуряване на необходимите резерви. За целта дружеството има сключен договор за резервиране на необходимите количества капацитетни продукти – природен газ, с ПГХ Чирен. Включените разходи са разходите по съхранение на резервираните количества природен газ.*

II. <u>Променливи разходи</u>

1. Разходите за гориво за прогнозния период 2020 г./2021 г. са изчислени на база количество гориво и утвърдената от 01.01.2020 г. цена на природния газ, увеличена с добавката за капацитет в размер на 46,18 лв./MWh при коефициент на преобразуване 10,62 kWh/m^3 или – 490,41 лв/knm^3, без ДДС.

2. Разходите за енергия, вода и консумативи са на нивата, достигнати по отчет за 2019 г. и са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите за консумативи/химикали и реагенти 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. 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 минимално увеличение в размер на 10 хил. лв., свързано с предвидения режим на работа, 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 2019 г. е заложено увеличение в размер на 71 хил. лв., във връзка с приетата такса за достъп до разпределителната мрежа, в сила от 01.07.2019 г., тъй като в разходите по отчет за 2019 г. те са само за периода м. юли до м. декември. 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 Приложение №2 – РБА са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2019 г.

Размерът на финансиранията за дълготрайни активи са съгласно изготвения Баланс към 31.12.2019 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в съответствие с Раздел II на Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2019 г.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за предходния ценови период с 2,79% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 5,36% 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 занижени с 0,31% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 16,45% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), вследствие на намалените разходи за ремонт с 51,00% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 23,37%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация - Враца“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -6,42% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният отрицателен размер на НВск, спрямо утвърдената се дължи на намалените продажби на електрическа и топлинната енергия при отчетено незначително намаление на променливите разходи поради закупени по-големи количества емисии парникови газове CO2 от утвърдените.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е 3,89%, като резултат от по-ниските променливи разходи, вследствие на намалените продажби, независимо ръста на условно-постоянните разходи, спрямо утвърдените.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 949 хил. лв. на 773 хил. лв. или със 176 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 190 хил. лв. на 83 хил. лв. или със 107 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 1 100 хил. лв. на 821 хил. лв. или с 279 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 2 221 хил. лв. на 2 125 хил. лв. или с 96 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 428 хил. лв. на 390 хил. лв. или с 38 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, допълнително добавени като „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“, са коригирани от 190 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 190 хил. лв., в съответствие с т. 1 от общия подход и липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност и необходимостта за дейностите по лицензията от този разход и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за външни услуги, като част от променливите разходи, са коригирани от 257 хил. лв. на 187 хил. лв. или със 70 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., при запазване на производството на енергия през новия ценови период и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 2 116 хил. лв. на 1 856 хил. лв. или с 260 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 43 155 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,67% на 3,24% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са направени следните корекции:

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата и за производство само на топлинна енергия е коригиран с 95 knm^3 до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените – Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,53 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 5,22+17,49 = 22,71 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

- На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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**	**дърв. стърготини**	**сл. люспа**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	55,4829	77,4000	112,0000	100,0000	

2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm^3)	34,2870	40,0000	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Емитирани емисии CO_2 – 43 155 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 43 155 t X 43,01 = 1 856 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-06-11 от 04.06.2020 г. **„Топлофикация – Враца“ ЕАД** е представило възражение по Доклада, относно:

1. Разходи за амортизации - Разходите за амортизации в производството са намалени със 176 хил. лв. на база т. 1.1 от приетия общи подход, както и в преноса със 107 хил. лв. Дружеството твърди, 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, като този подход е в противоречие на 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, както и това е било изразено и в решение № 1954 от 26.03.2018 г. на АССГ по адм. дело № 8827 от 2017 г., потвърдено с решение № 7817 от 23.05.2019 г. на ВАС, както и в решение № 972 от 16.02.2018 г. на АССГ 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 2019 г. и нарастване вследствие на извършване на основен ремонт, с които е увеличена стойността на основните генериращи мощности в края на 2019 г. и през 2020 г.

2. Разходите за ремонт са намалени с 279 хил. лв. в съответствие с т. 1.2 от приетия общ подход. Дружеството счита, че предвид годините на експлоатация на топлопреносната мрежа през настоящия ценови период се налага извършването на неотложни ремонти и рехабилитация на отделни участъци от преносната мрежа, които са в критично състояние. Системното редуциране на разходите, необходими за поддържане на съоръженията за комбинирано производство и топлопреносната мрежа в нормално техническо състояние, води до очаквано нарастване на дела на аварийните или неплановите ремонти. При дългогодишно съкращаване на мероприятията за текущо поддържане, аварийните ремонти се увеличават прогресивно. С цел предотвратяване на тази негативна тенденция в бъдеще дружеството е направило разчет на ремонтната програма за новия ценови период.

3. Разходи за природен газ - Дружеството твърди, че разходите за резервиране на капацитет за природен газ са в размер на 198 хил. лв. и трябва да бъдат включени в цените, предвид факта, че същите са разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването по смисъла на чл. 35 от ЗЕ, а именно: *Съгласно т. 3.5. от утвърдения от Министъра на енергетиката „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“, предприятията за природен газ, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно потребление (в т.ч. топлофикационни дружества и крайни снабдители), са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението на своите клиенти. Съгласно 3.5.1 от „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“, предприятията по т 3.5 са длъжни да съхраняват в началото на зимния сезон /добивния период/ в ПГХ-ЧИРЕН, количества природен газ за компенсиране на сезонната неравномерност, които следва да бъдат в рамките 10% до 20% от годишните*

заявки за доставка на техните потребители - топлофикационни дружества и крайни снабдители. Предприятията следва да добиват тези количества през зимния сезон /добивния период/ с темпове, компенсиращи неравномерността до края на сезона. Обществеият доставчик - „Булгаргаз“ ЕАД има задължението да резервира и осигури капацитетни продукти за всичките си клиенти, да осигури и поддържа минимален стандарт на доставка, който трябва да осигури природен газ с цел гарантиране на доставките към клиентите за най-малко 30 дни. С подадено тримесечно предизвестие от 01.02.2020 г. и считано от 01.05.2020 г. „Топлофикация Враца" ЕАД е прекратила договора си за доставка на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД. В тази връзка задължението на дружеството е да се ангажира с осигуряване на необходимите резерви по „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“. За целта е сключен договор № 4494 от 08.04.2020 г. с „Булгартрансгаз“ ЕАД за съхранение и пренос на природен газ (Приложен). Съгласно договора и по-конкретно Приложение № 4, „Топлофикация Враца“ ЕАД следва да нагнети и да добие в газохранилище Чирен природен газ по месеци, за което дружеството ще генерира разходи, свързани с нагнетяването, съхранението и добива на количествата природен газ с отчитане на действащите и прогнозните цени на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Съгласно т. 3.5.8 от „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“ разходите на предприятията за поддържане на запаса от природен газ по т.3.5.1 се възстановяват чрез цените на лицензионните услуги по реда на чл. 35 от ЗЕ. „Топлофикация Враца“ ЕАД отбелязва, че за закупуването на необходимите количества за обезпечаване на задължението по „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“ ще следва да вложи значителен паричен ресурс в размер на около 950 хил. лв. На практика ще се лиши от значителен размер на парични оборотни средства за периода до м. март 2021 г. За целта дружеството прилага необходимите документи, на база на които е извършено изчислението на разходите по допълнително добавеното разходно перо - „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“.

4. Променливите разходи в перо „Външни услуги“ са намалени със 70 хил. лв. В обосновката към заявлението дружеството е посочило, че в разходите за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2019 г. е заложено увеличение в размер на 71 хил. лв., във връзка с приетата такса за достъп до разпределителната мрежа в сила от 01.07.2019 г. Увеличението е резонно, тъй като в отчета за 2019 г. тези разходи са само за периода м. юли до м. декември 2019 г. Същото е съобразено с очаквания обем и режим на работа на съоръженията при производството на електрическа енергия.

5. Разходите за емисии парникови газове са коригирани от 2 116 хил. лв. на 1 856 хил. лв. или с 260 хил. лв. Дружеството счита, че приетата икономически обоснована цена за новия ценови период от 22,00 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход е недостатъчна предвид факта, че е краят на Трети етап от ЕСТЕ. Непризнаването на разходите за въглеродни емисии в заявения размер е необосновано и в нарушение на предвидения в чл. 31, т. 2 от ЗЕ принцип на регулиране, според който цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им, в т. ч. и разходите за закупуване на необходимите квоти за емисии парникови газове. Същите трябва да бъдат прогнозирани и отнесени за периода, в които реално ще бъдат закупени, включително по прогнозни цени за този период. Такова е становището на АССГ 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 АССГ по адм. дело № 5525 от 2017 г., потвърдено с решение № 6297 от 24.04.2019 г. на ВАС.

6. Норма на възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,66% на 3,24% в съответствие с т. 41 от „Указания“ НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход. Дружеството не е съгласно с подхода, възприет от Комисията, и начина на определяне на нормата на

възвръщаемост на привлечения капитал, приравнявайки я към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2019 г. по статистически данни на БНБ. Данните на БНБ са обобщени среднопретеглени за целия пазар през 2019 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 АССГ 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 АССГ по адм. дело № 5525 от 2017 г., потвърдено с решение № 6297 от 24.04.2019 г. на ВАС.

Дружеството изразява несъгласие с така определената норма на възвръщаемост на собствения капитал, тъй като според него използваният метод е приложим по-скоро при оценката на предприятия с по-голямо акционерно участие, развит капиталов пазар и реално участие на топлофикационните дружества на него. Фактът че, голямата част от топлофикационните дружества са от затворен тип (непублични), чиито акции не се търгуват на борсата, предполага, че директното прилагане на САРМ в случая не е много уместно. Определянето на средната възвръщаемост на капиталовия пазар, както и пазарната рискова премия обикновено се определят въз основа на наблюдения за продължителен период от време, практически по-дълъг от 20 години. Дружеството няма такива наблюдения. От друга страна на капиталовия пазар доминират малък брой големи компании, които оказват най-силно влияние върху борсовите индекси.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията в разходите за амортизации не се приема. Законът за счетоводството допуска използването на различни методи на амортизация, включително ускорени. Дружеството е заложило разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период на база достигнатите стойности по отчет през 2019 г. 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. Комисията определя за регулаторни цели амортизационния срок по равнопоставен начин за всички дружества от сектора.

Увеличението на стойността на основните генериращи мощности в края на 2019 г., вследствие на извършване на основен ремонт, е отчетено в прогнозните цени. Нарастването на стойността на активите през 2020 г. ще бъде отчетено към 31.12.2020 г. и ще влезе в цените през ценови период 01.07.2021 г.- 30.06.2022 г.

2. Възражението на дружеството относно коригираните разходи за ремонт се приема частично. Във връзка с необходимостта от извършване на неотложни ремонти и рехабилитация на отделни участъци от преносната мрежа, намиращи се в критично състояние разходите за ремонти, разпределени в топлинната енергия са увеличени с 83 хил.лв., до общо увеличение на разходите за ремонт с 10% над отчетената стойност през базисната година.

3. Възражението на дружеството относно разходи за природен газ не се приема. Разходът на природен газ в комбинираната част на централата и за производство само на топлинна енергия е коригиран с 95 knm^3 до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход. Изложените аргументи и мотиви от страна на дружеството не са релевантни към енергийната ефективност на производство, пряко рефлектираща върху крайните цени на произвежданите продукти.

4. Възражението относно коригираните променливи разходи в перо „Външни

услуги“ не се приема. Съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ, както и 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.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO_2**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на норма на възвръщаемост на капитала не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. Съображения относно нормата на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал са изложени в т. 3 от общия подход.

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) – 182,02 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 182,02 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 92,59 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,15 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 16 484 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 985 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 216 хил. лв. и променливи – 10 769 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 10 065 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,96%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 575 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 469 MWh

<u>7. „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново</u>

С писмо с вх. № Е-14-05-11 от 31.03.2020 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. I.2. и I.12. от Писмото.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2020 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 292,31 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 197,18 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на природен газ – 611,27 лв./knm^3 (без акциз и ДДС) и
- цена на биомаса – 140 лв./t при калоричност 4 500 kcal/kg.

Обосновката на „Топлофикация-ВТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., е следната:

I. УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. РАЗХОДИ ЗА АМОРТИЗАЦИИ

Отчетените разходи за амортизации на ДА за 2019 г. са 135 хил. лв., в т. ч. 96 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 39 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период от 01.07.2020 г.-30.06.2021 г. са 154 хил. лв. Завишени са общо с 19 хил. лв., както следва:

**Увеличение на разходите за амортизации за производство на топлинна енергия /амортизация на реконструкция през 2019 г. на котел ВК 50 /.*

**Разходите за амортизация на активи в преноса на топлинна енергия са намалени в сравнение с отчетените за 2019 г., поради изхабяване на част от активите.*

В прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. съгласно Указания-НВ.

На консервираните активи не се начисляват амортизации, не се предвижда да се въведат отново в действие през новия ценови период.

Прогнозни разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия – 118 хил. лв., в т. ч. за производство на електрическа енергия 90 хил. лв., за производство на топлинна енергия – 28 хил. лв.

Прогнозни разходи за амортизации на ДА в „Пренос на топлинна енергия“ за ценовия период от 01.07.2020 г. - 36 хил. лв.

Други промени в амортизациите не се очакват, не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. РАЗХОДИ ЗА РЕМОНТИ

Общо отчетените разходи за ремонт през 2019 г. са 237 хил. лв., в т. ч. в производството на електрическа енергия 206 хил. лв., в производството на топлинна енергия 14 хил. лв. и в преноса на топлинна енергия 17 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт в производството за ценовия период 01.07.2020 г.-30.06.2021 г. са 657 хил. лв.

За ремонт в производството на електрическа енергия 537 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 – 80 хил. лв.

Общо разходите за ремонт са 737 хил. лв.

3. РАЗХОДИ ЗА ЗАПЛАТИ И ВЪЗНАГРАЖДЕНИЯ

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за прогнозирания ценови

период от 01.07. 2020 г. до 30.06.2021 г. са 549 хил. лв., като са завишени с 29 хил. лв. в сравнение с отчетените 520 хил. лв. за 2019 г., поради следните обстоятелства:

- Увеличение на работните заплати на работещите в дружеството е във връзка с увеличението на МРЗ с 9,2% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2019 г. в отрасъла по данни на НСИ.

Средносписъчният брой на персонала към 31.12.2019 г. е 38 човека.

Дружеството изпитва затруднение в набирането на персонал, поради което с повишаване на възнагражденията се цели приближаване до възнаграждения в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

- Увеличение на разходите за работна заплата със 6 хил. лв., поради предстоящо пенсиониране през новия ценови период на един работник – обезщетение по чл. 222, ал. 3 от КТ.

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. 2020 г. Социални разходи не са прогнозирани.

5. РАЗХОДИ, ПРЯКО СВЪРЗАНИ С РЕГУЛИРАНИТЕ ДЕЙНОСТИ по ЗЕ.

За новия ценови период тези разходи са 741 хил. лв.

II. ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Прогнозната информация по приложения изчислителен модел е разработена с действаща цена на природен газ към момента на подаване на заявлението – 611,27 лв./kпт^3 без ДДС и акциз на „Овергаз Север“ АД, който е доставчик на природен газ за „Топлофикация-ВТ“ АД.

Разходи за вода - Отчетените разходи за вода в производство за 2019г. са 228 хил. лв.

За ценовия период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. разходите за вода в производството са завишени, във връзка с въвеждането на котел ПТ 10 в действие – за технологични нужди – очистване на димни газове от прах чрез воден скубер и поради повишението на цената на водата от 01.01.2020 г. на В и К „Йовковци“ ООД, В. Търново.

„Топлофикация-ВТ“ АД ползва питейна вода от В и К“ Йовковци“ ООД за технологични нужди.

Разходите за акциз за акциз за 2019 г. са 94 хил. лв.

За новия ценови период разходите за акциз са 177 хил. лв. и са свързани с увеличеното количество природен газ.

Тъй като „Топлофикация-ВТ“ АД не е лицензирано по ЗЕ като производител на електрическа енергия, дружеството плаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия.

III. СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНА НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА ПРИВЛЕЧЕНИЯ КАПИТАЛ КЪМ 31.12.2019 г.

Представена е справка, съгласно която нормата на възвръщаемост на привлеченият капитал е - 6,88%.

Поради забавените плащания за топлоенергия от битови, бюджетни, общински абонати „Топлофикация-ВТ“ АД се затруднява при плащане на авансовите вноски за природен газ, особено при започване на отоплителния сезон.

Трябва да се отчете и по- високата цена на природния газ, който дружеството купува от „ Овергаз Север“ ЕАД – на 1000 т^3 със 120,23 лв. и обща цена 611,27 лв., без ДДС.

Това налага ползването на кредити за оборотни средства и търсенето на други алтернативни горива за производство на топлинна енергия, с цел намаляване зависимостта на „Топлофикация- ВТ“ АД от „ Овергаз Север“ ЕАД.

IV. РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ НА ДРУЖЕСТВОТО

Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2019 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

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.

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 - 48% и 3,1 MW топлинна - 52%.

Отчетната стойност на всички останали активи в производството е отнесена към топлинната енергия.

Разпределението на дълготрайните активи между производството на ЕЕ и ТЕ, 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.

V. 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.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За предходния ценови период дружеството отчита с 19,58% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 32,06% по-ниско от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 53,49%, прогнозните за новия ценови период са 49,54%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 8,59% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 21,42%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 7,39%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи със 100%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация-ВТ“ АД

НВск по отчет за ценовия период е -570731,56% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия с топлоносител гореща вода и ръст на условно-постоянните разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е в размер на -413851,76% в резултат на завишените условно-постоянни разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството, т.е. и за нерегулираната дейност.

Съществен момент за „Топлофикация-ВТ“ АД е ниският дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 737 хил. лв. на 237 хил. лв. или с 500 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 549 хил. лв. на 520 хил. лв. или с 29 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 106 хил. лв. на 101 хил. лв. или с 5 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за екология са коригирани от 20 хил. лв. на 7 хил. лв. или с 13 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана 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, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за вода, като част от променливите разходи, са коригирани от 550 хил. лв. на 521 хил. лв. или с 29 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., увеличена с процента на нарастване на произведената енергия през новия ценови период и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за закупена енергия са коригирани от 650 хил. лв. на 513 хил. лв. или със 137 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2019 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстичното повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 714 хил. лв. на 621 хил. лв. или с 93 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 14 446 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,88% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са направени следните корекции:

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата и за производство само на топлинна енергия е коригиран с 80 knm^3 до достигане на стойността на общата енергийна ефективност и икономията на първичен енергиен ресурс в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 18 353 MWh (49,54%) на 3 703 MWh (10%) или с 14 650 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход, като разликата е отразена в количествата за продажба.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,81 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,22+12,03+119 =136,27 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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.

4. Прогнозни емисии CO_2 – 14 446 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 14 446 t X 43,01 лв./t **= 621 хил. лв.**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
2,81 MW.

След проведеното открито заседание на 04.06.2020 г. с писмо с вх. № Е-14-05-16 от 04.06.2020 г. „Топлофикация-ВТ“ АД е представило следното възражение във връзка с направени корекции на ценообразуващите елементи, отразени в Доклада:

1. Дружеството възразява срещу извършени корекции на **разходите за ремонт**, които от 737 хил. лв. са намалени до отчетените за 2019 г. в размер на 237 хил. лв., като се аргументира с предстоящия задължителен регулярен ремонт на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническа спецификация от производителя – Wartsila. Приложена е оферта от производителя Wartsila Sweden AB за доставка на необходимите части на стойност 256 хил. лв.Според дружеството са планирани разходи за: запалителни свещи в размер на 6,7 хил. лв.; разходи за моторно масло в размер на 90 хил. лв.; разходи за турбинно масло – 20 хил. лв.; разходи за подмяна на масло на лагерите на електрически генератор „LSA-56-M6-6P“ в размер на 10 хил. лв. според техническа инструкция на производителя „Leroy-Somer“; разходи за рехабилитация на системата за мониторинг и управление WECS 3000 на когенерационната инсталация Wartsila 16V25SG в размер на 160 хил. лв., поради необходимост за подмяна на електронните модули на системата; разходи за ремонт на електрическите уредби 6 kV в размер на 10 хил. лв., като част от инсталацията за високоефективно комбинирано производство на електрическа енергия; разходи за планов ремонт на два броя турбокомпресори тип ABB VTR254-11 - 80 хил. лв. по данни от 2018 г.; разходи за ремонтни и рехабилитационни дейности в 22 локации по топлопреносната мрежа със стойност на материалите от 103 хил. лв., съгласно приложена оферта; разходи за: техническо обслужване на водогреен котел Берч - 10 хил. лв., на парен котел ПКГ-4 - 2 хил. лв., на парен котел ПТ-10 - 8 хил. лв.; разходи за рехабилитация на топлообменните апарати на когенерационната инсталация – пълна подмяна на утилизатора на димни газове – 80 хил. лв.; разходи за ремонт на покрива на машинна зала – 20 хил. лв.

2. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения дружеството възразява за направената корекция от 549 хил. лв. на 520 хил. лв. или с 29 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г., с аргумент, че средната брутна работна

заплата в дружеството е в размер на 1019,35 лв., което е под средния размер на заплатите в сектор „Енергетика“ от 2 031 лв.

3. Възразява срещу извършената корекция на разходите за въглеродни емисии, от 20 хил. лв. на 7 хил. лв. до нивата на отчетената стойност през 2019 г., поради сключването на договор с външни експерти за изготвяне на доклад за доказване на намалено количество въглеродни емисии за „Топлофикация-ВТ“ АД с прогнозна стойност 20 хил. лв.4. Възразява срещу коригираните „други разходи“ от 250 хил. на 0 лв., тъй като това са разходите за „Фонд сигурност на електроенергийната система“, които не са включени в общите разходи.

4. Твърди, че неправилно са коригирани **разходите за осигурителни вноски** от 106 хил. лв. на 101 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г., с аргумент, че те са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период.

5. Възразява срещу извършената корекция на **„разходи за закупена енергия“** от 650 хил. лв. на 513 хил. лв. По-високият разход е свързан с инсталирането на допълнителна котелна инсталация за изгаряне на биомаса за производство на топлинна енергия и нейната експлоатация.

6. Възразява срещу коригираната **Норма на възвръщаемост на привлечения капитал** от 6,88% на 3,24%, извършена на база статистически данни на БНБ към месец декември 2019 г. в размер на 3,24%.

7. Възразява срещу коригираните **технологични разходи** за пренос на топлинна енергия от 18 353 MWh на 3 703 MWh и счита, че непризнаването на тези разходи няма да позволи на дружеството да осъществи инвестиционно-ремонтната си програма и да достигне признатите средни разходи по преноса за топлофикационните мрежи в страната.

8. Дружеството счита, че трябва **да бъдат признати разходите за достъп до електропреносната мрежа** в размер на 42 хил. лв.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт се приема частично. Възстановени са разходи за ремонт на стойност 118 хил. лв. в производството, до достигане на стойност 50% над отчетената стойност през базисната година, съответствие с т. 1.3 от общия подход. В своето възражение, дружеството мотивира искането си с разходи по основен ремонт на газов двигател, които в голямата си част са инвестиционни разходи. Подробно описаните разходи за ремонт на отделни съоръжения са обосновани като необходимост, но не доказват, че те са необходими за извършване над стойността на ремонта по отчет от базисната година.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. Корекцията не е направена до нивото на отчетената стойност, а утвърдените количества горива за новия ценови период са анализирани в таблицата по-долу:

Показател	**Дименсия**	**природен газ**	**азут**	**азьол**	**пелети, слама, дърв.чипс**	**иомаса**	**бщо**
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	55,4829	7,4000	4,1000	112,0000	00,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm^3)	34,2870	0,0000	1,9860	15,6000	1,6000	

3. Коефициент на окисление:	-	100%	00%	00%	100%	00%	
„Топлофикация-ВТ“ АД **емитирани CO_2,**	**t**	**7 594,000** 14 446,4	,00 ,0	,00 ,0	0,00 0,00	264,000 ,00	**4 446,4**

4. Възражението на дружеството относно корекцията на „други разходи“ не се приема. Включването в тази позиция на разходите за Фонд „Сигурност на енергийната система“ е в разрез с изискванията за разход, свързан с лицензионната дейност. Тези разходи не се включват в състава на признатите от Комисията разходи за целите на ценовото регулиране на основание чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за осигурителни вноски се приема частично. При осигурителните вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в дружеството.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за закупена енергия не се приема. За предстоящия ценови период няма основания за увеличения както на количеството закупена енергия, така и увеличение в цената на електрическата енергия.

7. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 6,88% на 3,24% не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма.

8. Възражението на дружеството относно корекцията на технологичните разходи за пренос на топлинна енергия от 18 353 MWh на 3 703 MWh не се приема с оглед запазване на клиентите на топлофикационната мрежа. Нереално високата цена на услугата отказва потребители от същата, а не осигурява инвестиционни разходи. Комисията счита за неприемливи и високи технологични разходи по преноса на топлинна енергия в размер на 49,54%. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В случая е извършена оценка и е разгледан допустимият размер на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които могат да се приемат за целите на ценообразуването. Следва да се има предвид, че в чл. 32, ал. 1 от ЗЕ е регламентирано правомощие на Комисията да регулира цените чрез прилагане на различни методи за регулиране, включително, да определя показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В случая са приложени показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. От друга страна, като ценообразуващ елемент, количествата топлинна енергия са изрично дефинирани в чл. 11 от НРЦТЕ: „Комисията утвърждава прогнозните количества за целите на ценообразуването, включително отпуснатата към преноса топлинна енергия, и за продажба въз основа на оценка на отчетените и прогнозните количества, представени от енергийните предприятия в съответствие с указанията по чл. 4, ал. 5“. В тази връзка прогнозните количества се утвърждават за целите на ценообразуването, като Комисията има право да извърши оценка на представените от енергийните предприятия отчетни и прогнозни количества, както и да утвърди различен от предложения прогнозен размер, при спазване на разпоредбите на ЗЕ.

9. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп до електропреносната мрежа не се приема, тъй като съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ, както и 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.

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) – 217,77 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 217,77 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 128,34 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,26 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 7 340 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 7 272 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 659 хил. лв. и променливи – 5 614 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 085 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 344 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 342 MWh

8. „Топлофикация-Разград“ АД

С писмо с вх. № Е-14-16-4 от 01.04.2020 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. I.10 и т. II.8.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2020 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 174,52 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 102,50 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 410,00 лв./knm^3 при калоричност 8 174 kcal/knm^3 (без ДДС).

Обосновката на „Топлофикация-Разград“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е следната:

Годишните разходи са планирани като функция от разходите, реализирани през 2019 г., и прогнозните основни параметри на регулираната дейност, а именно: произведена топлинна и електрическа енергия; инсталирана топлинна и електрическа мощност; отчетна и балансова стойност на активите за производство на електрическа и топлинна енергия; брой персонал.

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 31.12.2019 г.

2. Разходи за ремонт

Дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 50 хил. лв., разпределени както следва: отнесени към електрическата енергия – 10 хил. лв.; към топлинната енергия – 12 хил. лв.; към преноса – 28 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 посочва, че не е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни и инвестиционни дейности.

Отчита се тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения на дружеството - Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/, топлопреносна мрежа и др., което респективно води до увеличение на разходите за ремонт.

Отчетените през 2019 г. разходи за ремонт на ИКПТЕЕ са разпределени между топлинната и електрическа енергия в съотношение 50/50, като през разглеждания период дружеството отчита закупени материали за ремонт в размер на приблизително 11 хил. лв. и услуги в размер на приблизително 9 хил. лв.

Дружеството отбелязва, че отчетените разходи за ремонт не представят напълно стойността на извършените ремонтни дейности. Като през м.август 2019 г., посредством проведена процедура съгласно Закона за обществените поръчки (ЗОП),

„Топлофикация – Разград“ АД е сключила договор за извършване на авариен ремонт на турбокомпресорите на двигателя на ИКПТЕЕ на стойност приблизително 34 хил. лв. Стойността на аварийния ремонт е претендирана към застраховател на основание сключена застрахователна полица „Имущество и прекъсване на дейността“, като същата е призната и изплатена до размера на заложеното в полицата самоучастие. В тази връзка единствено самоучастието по извършения авариен ремонт на турбокомпресорите в размер на приблизително 5 хил. лв. е отчетено като разходи за ремонт. През м. септември 2019 г., във връзка с настъпила нова авария на инсталацията, дружеството е сключило договор за извършване на авариен ремонт на ИКПТЕЕ на стойност приблизително 58 хил. лв. Общата стойност на ремонта в размер на приблизително 64 хил. лв. също е претендирана към застраховател. Отделно дружеството посочва, че е извършило още един авариен ремонт на стойност приблизително 25 хил. лв., също претендиран към застраховател. В тази връзка в отчетените разходи за ремонт през 2019 г. не намират отражение разходи в размер на приблизително 89 хил. лв., които към момента очакват становище от страна на застрахователя. Ако същите не бъдат признати и заплатени от застрахователя, то те ще намерят място в отчетените през 2020 г. разходи за ремонт.

Разходите за ремонт в преноса на топлинна енергия през разглеждания период са в размер на 28 хил. лв., основно за извършване на ремонтни дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа – подмяна на по няколко метра напълно амортизирани аварирали участъци от мрежата, трасиране с цел локализиране на мястото на пробива, транспортни услуги, пряко свързани с разкопаване и възстановяване на настилката след отстраняване на аварията. Подмяната на отделни метри от участъка от топлопреносната мрежа няма инвестиционен характер, тъй като реално не представлява смяна на цял участък.

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 175 хил. лв.

Разходите са планирани на база ремонтните програми на дружеството за 2020 г. и 2021 г. – Приложение 1.

„Котли – ревизия и ремонт“ – в експлоатация са 2 броя пламъчнотръбни котли, чиято профилактика през летния сезон включва почистване и подмяна на димогарни тръби за отстраняване на течове, ревизия на салници, на спирателна и регулираща апаратура, ремонт и почистване на задна камера, профилактика на предпазна и КИП автоматика, ревизия на взривни клапи;

„Ремонт на мрежови помпи“ – Налични са три мрежови циркулационни помпи със задължителен профилактичен ремонт на всеки 8 000 работни часа – почистване, пясъкоструене, салникови набивки, клемореди, подмяна на лагери и др.;

„Вентилатори димни газове“ – Задължителен профилактичен ремонт на вентилатори димни газове за правилната работа на горелките на водогрейни котли;

„Покривни вентилатори“ – Задължителен профилактичен ремонт на покривните вентилатори е изискване за съоръжения, работещи съвместно с газова инфраструктура;

Към настоящият момент ИКПТЕЕ е на около 64 хил. работни часа. Фирмата-производител GE Jenbacher гарантира сигурност и надеждност на продукта, само ако се извършват описаните в техническата инструкция на производителя действия по предписаните дейности, съгласно списъка с работните параметри, както и ако се изпълняват своевременно всички предписани мероприятия по техническото обслужване. Поради невъзможност при сегашните цени на топлинна и електрическа енергия да се генерира финансов ресурс, на ИКПТЕЕ не е извършен основен ремонт на 60 000 работни часа, което от своя страна предразполага и към повишена аварийност на основни възли и детайли.;

„Профилактика инвертори“ – Налични са четири броя инвертори на мрежови циркулационни помпи и димни вентилатори. Правилната работа на тези инвертори изисква профилактика и ремонт в оторизирана база на производителя;

„Ремонт на заземителна и мълниезащитна уредба“ - Ежегоден мониторинг на заземителната и мълниезащитна уредба, профилактика, замерване, ремонт и др.;

„Ремонт на генераторен прекъсвач“ - Включването на генератора към мрежа 20 kV се осъществява от прекъсвач, монтиран в КРУ. Поради дългогодишна употреба са износени контактните накрайници на изваждаемия прекъсвач. Необходимо е да се подменят и регулират контактните накрайници;

„Ремонт на разединители“ - Разпределителната уредба 20 kV на „Топлофикация-Разград“ АД има 10 броя килии, снабдени с по един или два разединителя. При включване контактната система на много от тях е нагоряла и ножовете се разминават. Предвижда се подмяна и настройка на ножовете на контактната система.;

„РУ 20 kV ремонт“ - в разпределителната уредба са монтирани стар тип защити с по два токови трансформатори. Необходимо е добавяне на допълнителни трансформатори за подобряване работата на защитите. На един от изводите са монтирани токови трансформатори със голяма стойност и трябва да се подменят с по - малки. От дългогодишна употреба е необходимо и подмяната на подпорни изолатори;

„Ремонтни дейности по участъци от топлопреносната мрежа“ – Топлопреносната мрежа е изградена основно в периода 1978-1990 г. по метод с канално полагане. Дългогодишният срок на експлоатация, лошото изпълнение на СМР при самото изграждане на мрежата обуславят и повишените аварии по мрежата, включително и на магистрални тръбопроводи. Към момента дружеството не може да отдели финансов ресурс за подмяна на участъци от топлопреносната мрежа, което води до възникването на пробиви по мрежата. Същите се локализират и отстраняват чрез минимални ремонтни дейности, които да позволят нормалното протичане на дейността. За новия регулаторен период са планирани по-голям брой разходи за ремонтиране на набелязани проблемни участъци. Планирано е при финансова възможност да се инвестира в подмяна на райони и участъци с повишена аварийност;

„Ремонтни дейности по АС“ - дружеството обслужва 145 АС в СЕС. Планираните разходи са за циркулационни помпи на ВОИ, топлообменници, разширителни съдове, регулираща апаратура и др.;

„Ремонтни дейности по сгради“ - Спешна е необходимостта от ремонт на сградата за разпределителната уредба 20 kV. Необходимо е да се извърши и цялостна хидроизолация на покривите на сградите на Котелен цех и ЕМО.

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. Същевременно следва да се отбележи застаряване на персонала, както и липса на квалифицирана работна сила. Като това затруднява нормалното изпълнение на лицензионните задължения.

За новия регулаторен период е предвидено увеличение на разходите за работни заплати, дължащо се от една страна на увеличението на минималната работна заплата, считано от 01.01.2020 г., и свързаните с това допълнителни плащания на база договорени основни заплати, както и увеличение на работните заплати на ключови длъжности, станало факт, считано от м. февруари 2020 г. Допълнително са планирани средства за очаквано пенсиониране на няколко служителя.

4. Начисления, свързани с т. 3, по действащото законодателство

Включват социалноосигурителни 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.

Разходите за горива за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали са планирани на база постигнатите разходи през 2019 г.

Основен дял от отчетените материали за текущо поддържане за 2019 г. съставляват разходите за материали за извършване на разписаните от производителя на ИКПТЕЕ технически обслужвания на всеки 2 000 работни часа. През 2019 г. са извършени два броя технически обслужвания - м. март 2019 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ 56 хил. работни часа на стойност 40 хил. лв., и м. август 2019 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 58 хил. работни часа на стойност 13 хил. лв.

Планирано е увеличение на материалите за текущо поддържане, спрямо отчетните такива, с приблизително 56 хил. лв., като планът е изготвен на база на отчета, а изменението е в резултат промяна броя и стойността на планираните технически обслужвания на ИКПТЕЕ. Същите са определени съобразно режима на работа на ИКПТЕЕ, при достигането на определен брой часове, съобразно които са предписани и съответните технически обслужвания.

При планиране на разходите за новия регулаторен период е запазен делът на отчетените през 2019 г. материали за текущо поддържане, извън тези за текущите обслужвания на ИКПТЕЕ – 7 хил. лв. – 5 хил. лв. при производство на топлинна и електрическа енергия и 2 хил. лв. – пренос на топлинна енергия. Предстоящите технически обслужвания са следните:

- м. септември 2020 г. – техническо обслужване на 66 хил. работни часа на приблизителна стойност – 28 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтри за газ, маслен филтър, филтър за вентилиране на картер, о-пръстени др.

- м. януари 2021 г. – техническо обслужване на 68 хил. работни часа на приблизителна стойност – 28 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър и др.

- м. април 2021 г. – техническо обслужване на 70 хил. работни часа на приблизителна стойност – 53 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтри за газ, маслен филтър, предгоривни камери, о-пръстени, техническо обслужване на турбокомпресорни апарати ,клапан на предкамерата и др..

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 – включват застраховки на имущество и персонал.

Отчетените през 2019 г. разходи за застраховки са в размер на 31 хил. лв., като стойността е формирана основно от застраховка „Имущество и прекъсване на дейността“ в размер на 30 хил. лв.

Отчита се повишена аварийност на ИКПТЕЕ и участъците от топлопреносната мрежа, като само за 2019 г. дружеството е претендирало за възстановяване от застраховател разходи за отстраняване на аварии в размер на 123 хил. лв., четири пъти стойността на премията по застрахователна полица „Имущество и прекъсване на дейността“. В тази връзка, в началото на 2020 г., след изтичане срока на сключената такава „Топлофикация – Разград“ АД сключва полица за четири месечен период на стойност 30 хил.лв., което означава, че годишно разходът би следвало да се увеличи до около 90 хил. лв. Подготвят се документи за стартиране на процедура по ЗОП за избор на застраховател за сключване на полица „Имущество и прекъсване на дейността“ за едногодишен период, считано от м. юни 2020 г. Тези обстоятелства налагат увеличението на планираната сума за новия регулаторен период.

Застраховки, данъци и такси, пощенски разходи, абонаментно поддържане, телефони и абонаменти, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, разходи за услуги, свързани с екологията, счетоводно обслужване, правни услуги експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, охрана на труда, командировки, услуги граждански договори, разходи за публикации, разходи за лицензионни такси, такса събрано инкасо, обучение на персонала, съдебни разходи, транспорт – включва наем и поддръжка. (в т.ч. застраховка „Каско“, гражданска отговорност, данък, винетка и др.) на 2 автомобила – планирани са на база постигнатите разходи през 2019 г.

Наеми, служебни карти и пътувания, изпитания на съоръженията, приходи от присъединяване и услуги, приходи от топлоносител, безплатна храна не са планирани.

Управление на човешките ресурси – планирани са на база годишните разходи за 2019 г.

Отчетените през 2019 г. разходи са нанесени в позиция „други разходи“, поради липса на по-подробна аналитичност. Същите са присъщи за дейността, 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, разходи за медийно обслужване и ПР, разходи за спазване изискванията на регламента за защита на личните данни и др.

Разходи, свързани с нерегулираната дейност – планирани са на база постигнатите разходи през 2019 г., като е предвидена икономия.

Отчетените разходи за 2019 г., нормативно непризнати за целите на ценообразуването, са в размер на приблизително 573 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 155 хил. лв., разходи за неустойки за забавено плащане по договори в размер на 155 хил. лв., разходи за дялово разпределение в размер на 76 хил. лв., отписани вземания в размер на 22 хил. лв., недостиг на електрическа енергия при участие в стандартна балансираща група – 40 хил. лв., разходи за достъп на производители (в сила от 01.07.2019 г.) в размер на 11 хил. лв., разходи за участие в стандартна балансираща група – 2 хил. лв., необлагаеми социални разходи – 39 хил. лв., разходи за брак – 3 хил. лв. и др.

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. Цената на природния газ е в размер на 410,13 лв./knm^3 или 38.65 лв./MWh и включва цена за природен газ в размер на 277,90 лв./knm^3 (Предложение на „Булгаргаз“ ЕАД за цена на природен газ от 01.04.2020 г.), цена за пренос 5,20 лв./knm^3, цена за достъп до газопреносната мрежа 17,18 лв./knm^3, цена за разпределение на природен газ в размер на 103,49 лв./knm^3 и цена за снабдяване с природен газ в размер на 6,36 лв./knm^3 (Решение на КЕВР № Ц-5 от 30.01.2020 г.). Цените са преизчислени в лв./knm^3 чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,603 kW/m^3 (Решение на КЕВР № Ц-1 от 01.01.2020 г.).

1.2. Разходи за гориво за производство на топлинна енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на енергия от водогрейни котли, както е посочено в т. 1.1.

1.3. Разходи за вода – планирано е завишение с 1 хил. лв., във връзка с покачване на крайната цена.

1.4. Разходи за закупена енергия – планирано увеличение с около 7% в преноса.

Увеличението на разхода за закупена електрическа енергия в преноса е свързано с очакваното излизане на дружеството (в частта „абонатни станции“) на свободен пазар на електрическа енергия, където се очаква цената да е по-висока, спрямо тази на регулиран пазар.

1.5. 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 2019 г., като същевременно е планирано минимално 8% 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. Акциз на въглищата за производство на топлинна енергия – не е планиран.

5. Разходи за емисии парникови газове (CO_2) – не са планирани.

За целите на годишното приключване, предвид факта, че квотите за емисии на парникови газове за 2019 г. се купуват през периода м. февруари – м. март 2020 г. с протокол е начислена сума в размер 477 хил. лв. (9 936 бр. квоти по цена, действаща в момента на начисляване – 24,55 Евро/t).

Разходът за квоти за емисии на парникови газове за периода 01.07.2019 г.-30.06.2020 г. е в размер на 192 хил. лв. – 4 000 бр. квоти по цена 24,55 евро/t.

Дружеството очаква да получи 958 бр. безплатни квоти по НПИ във връзка с направени инвестиции през 2019 г.

Дружеството за новия регулаторен период не планира разходи за закупуване на квоти емисии на парникови газове. Това е свързано с излизане от Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ), в следствие отмяната на „Разрешително за емисии на парникови газове № 33-Н1/2015 г.“, като 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.

Поради получените при изчисленията високи цени на топлинната енергия, които се получават за новия регулаторен период при работа с коефициент на разпределение на горивото в производството - 0,4, дружеството е работило с коефициент – 0,35.

Отразени са направените инвестиции през 2019 г., в размер на 244 хил. лв. в ДМА и 10 хил. лв. финансов лизинг – наем на помещение. Отчетените инвестиции са свързани с подмяна на четири броя АС на обща стойност 50 хил. лв., подмяна на участък от топлопреносната мрежа – 5 хил. лв.; закупуване на офис - оборудване - каса – 1 хил. лв. и изграждане на котелна газова инсталация – 188 хил. лв. За изграждането на котелната инсталация са използвани заемни средства.

За новия регулаторен период дружеството планира разходи за инвестиции в размер на 318 хил. лв., разпределени 170 хил. лв. в производството и 148 хил. лв. в преноса, съобразени с инвестиционната програма за 2019 г. – ***Приложение 7.***

Дейността на „Топлофикация - Разград“ АД не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

Във връзка с изискванията в ЗЕ, дружеството води отделна счетоводна отчетност.

Допълнително дружеството отчита разходи за нерегулирана дейност, съгласно изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ.

Всяка от дейностите има специфични характеристики, които дават възможност да се отделят и счетоводно. Създадена е и съответната счетоводна аналитичност, която позволява тяхното наблюдение, измерване и контрол чрез механизмите на счетоводното отразяване за целите на регулирането от страна на КЕВР.

Разходите, които не са пряко относими към продуктите - топлинна и електрическа енергия, а са характеризирани като (общи за двата продукта), са разпределени пропорционално на количествата произведена топлинна и електрическа енергия.

Към 31.12.2019 г. дружеството има 6,3 млн. лв. загуби от дейността. Като през 2019 г. е увеличен капиталът на дружеството с 5 млн. лв., с цел да се покрие натрупаните задължения към кредиторите и да продължи да изпълнява лицензионните си задължения.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 9,53% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 22,37% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са с 8,31% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 39,29% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 548,15 %. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 21,29%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация-Разград“ АД

НВск по отчет за ценовия период е -10440,90% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните разходи, спрямо утвърдените.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е -37696,96%, и се дължи на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като отчетът включва всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Съществен момент за „Топлофикация-Разград“ АД е ниският дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

<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 109 хил. лв. на 49 хил. лв. или с 60 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 175 хил. лв. на 75 хил. лв. или със 100 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., завишена допълнително с 50% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 544 хил. лв. на 486 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 111 хил. лв. на 100 хил. лв. или с 11 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 116 хил. лв. на

60 хил. лв., или с 56 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2019 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстичното повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други“ е коригирана от 54 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, в съответствие с 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,84% на 3,24% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените – Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,01 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 5,2+20+120 = 145,20 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-16-11 от 08.06.2020 г. **„Топлофикация-Разград“ АД** е представило възражение по Доклада, относно:

1. Разходите за амортизации в преноса са коригирани от 109 хил. лв. на 49 хил. лв. или с 60 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. Дружеството счита, че избраният от него полезен живот на лицензионните активи е съгласно приетата счетоводна политика на дружеството, като е предпочетен линеен метод на амортизация. Също така общият подход на осреднен полезен живот за всички активи от 35 години е икономически неаргументиран и противоречи на основни постулати на икономическата и счетоводната наука. Активите са различни като видове, с различен полезен живот, придобити са на различни стойности от различните енергийни предприятия и подходът на осредняване води до предимство за някои дружества и ощетяване на други. Основна част от активите в преноса съставлява АС и участъци от топлопреносната мрежа, които са с различен полезен живот, като за АС е 10 години, а за участъци от топлопреносната мрежа 25 г. По този начин предвиденият осреднен полезен живот в размер от 35 години е значително по-висок от реално постижимия за повечето активи. Съгласно чл. 24, ал. 3 от НРЦТЕ разходите за амортизации и ремонти, които са пряко относими към продуктите на производство, се разпределят към тях. Поради това дружеството смята, че извършената корекция е напълно нецелесъобразна и следва да бъдат признати планираните разходи за амортизация, която представлява фонд за възстановяване на активите.

2. Разходите за ремонт са коригирани от 175 хил. лв. на 75 хил. лв. или със 100 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., поради липса на финансови и

организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г. Дружеството смята, че основната причина за „липсата на финансови и организационни възможности на дружеството“ за извършване на ремонтни дейности е именно политиката за непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди. 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 от ЗЕ принцип на регулиране, според който цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им, в т. ч. и разходите за ремонти. 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. 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 аварийни 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, дружеството счита, че извършената корекция е напълно нецелесъобразна и следва да бъдат признати планираните разходи за ремонт.

3. ***Разходите за заплати и възнаграждения*** са коригирани от 544 хил. лв. на 486 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на отчетната стойност и в съответствие с т. 1.3 от общия подход. „Топлофикация - Разград“ АД смята, че в предоставената обосновка на планираните разходи е посочила, че повишаването на разходите за заплати и възнаграждения се дължи на увеличението на минималната работна заплата, считано от 01.01.2020 г. Това е свързано с допълнителни плащания на база договорени основни заплати и увеличение на работните заплати на ключови длъжности, станало факт, считано от м. февруари 2020 г. Дружеството смята, че предвид увеличението на минималната работна заплата, корекцията на работните заплати до размера на отчетната им стойност не е икономически оправдана. Същевременно, задържането на нивото на възнагражденията е предпоставка за невъзможност за задържане и/или привличане на специалисти за съответните работни позиции. Съгласно данни на НСИ, средната работна заплата в дружеството изостава, както спрямо средната заплата в областта, така и спрямо средната заплата в сектора. В тази връзка „Топлофикация - Разград“ АД смята, че е недопустимо непланиране на ръст на фонд работна заплата. Също така има постоянни затруднения в намирането и задържането на персонал, а основната причина за това е недостатъчният размер на трудовото възнаграждение, съответстващо на условията на работа. Средната заплата в дружеството е значително под размера на средната заплата в сектор „Енергетика“. Дружеството отчита, че през 2019 г. са напуснали 12 човека, което представлява около 22,5% от средния брой работещи. Чрез предвиденото 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. Чрез увеличението на разходите за труд ще се стимулира подобряване работата от страна на работниците в дружеството. Текущото финансово състояние и натискът върху цените на енергия от повишените цени на емисиите, не позволяват драстични увеличения на разходите. Увеличение на разходите за възнаграждения спрямо базисната 2019 г. с 12% означава нарастване на средната заплата от 862 лв. на 965 лв., като е необходимо увеличение с още 91%, за да се достигне до средното ниво в отрасъла 1 846 лв.

4. ***Разходите за осигуровки и социални разходи*** са коригирани от 111 хил. лв. на

100 хил. лв. или с 11 хил. лв., до нивото на отчетната стойност за 2019 г. и в съответствие с
т. 1.3 от общия подход. Дружеството смята, че тези разходи са функция от разходите за заплати и възнаграждения и намаляването им е пряко обвързано с непризнаването на планираното увеличение на възнагражденията.

5. Разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 116 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 56 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2019 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстично повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход. Дружеството твърди, че в обосновката подробно е разписало планираните разходи за материали за текущо поддържане. Непризнаването на тези разходи за ключово съоръжение води до намаляване цените на топлинната и електрическа енергия и до невъзможност да отдели финансов ресурс за извършването им, или с цел обезпечаване на лицензионните си задължения да финансира въпросните технически обслужвания, като същите няма да бъдат възвърнати през определените цени. Също така тези разходи са задължителни за дейността и тяхното неизпълнение ще доведе до влошаване на техническото състояние на съоръжението, което ще създаде предпоставка за повишаване на аварийността или пълно спиране работата на инсталацията. Това, от своя страна, ще доведе до застрашаване изпълнението на лицензионната дейност, пораждане на риск за отчитане на значителни обществени разходи, свързани с непредвидено спиране на топлоподаването и други тежки аварии и до допълнително влошаване на финансовото състояние.

6. Допълнително добавената разходна позиция „други външни услуги“ е коригирана от 54 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, в съответствие с т. 1 от общия подход. Дружеството твърди, че отчетените през 2019 г. разходи са нанесени в графа „други разходи“, поради липса на по-подробна аналитичност в ценовия модел. Те са присъщи за дейността, като включват: разходи за провеждане на процедури по ЗОП, свързани с избор на изпълнител на доставка на стоки и услуги; разходи за медийно обслужване и ПР, включващи изготвяне на прессъобщения и организиране на публикуването им в национален и местен печат, извършване на мониторинг на публикации; организиране и провеждане кампании за привличане на клиенти; разходи свързани с прилагане на дейността и спазване на изискванията по Регламент (ЕС) 2016/679 на Европейския парламент и на Съвета от 27 април 2016 г. относно защитата на физическите лица във връзка с обработването на лични данни и относно свободното движение на такива данни и за отмяна на Директива 95/46/ЕО (Общ регламент относно защитата на данните) и др.

7. Разминаване между поисканите за утвърждаване и предложените за утвърждаване условно-постоянни и променливи разходи. Дружеството твърди, че описаните в Доклада корекции на условно-постоянни разходи са в размер на 339 хил. лв., а реално отчетената корекция е в размер на 400 хил. лв. и липсва аргументация и обосновка на какво се дължат допълнително непризнатите 61 хил. лв. Също така и за разминаването между предложения за утвърждаване размер на променливите разходи и формирания такъв, изчислени съгласно предложената за утвърждаване прогнозна индивидуална цена на природния газ и планираните количества от предоставената справка „Спецификация“. Предложените за утвърждаване променливи разходи са в размер на 3 346 хил. лв., в т. ч. разходи за природен газ и допълнителни променливи разходи в размер на 240 хил. лв. В тази връзка предложеният за утвърждаване разход за природен газ, без включен акциз, е в размер на 3 106 хил. лв. Дружеството счита, че при пресмятане на разхода за природния газ същият следва да е в размер на 3 282 хил. лв., без включен акциз и е налице допълнително необосновано намаление на предложените за утвърждаване променливи разходи в размер на 176 хил. лв.

8. Нормата на възвръщаемост на капитала.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,84% на 3,24%. Дружеството твърди, че заложената в ценовия модел норма на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с договорите за кредити и са приложени копия към заявлението за цени. Също така по повод решенията за утвърждаване на цени на топлинната енергия, Върховния административен съд се е произнесъл, че: *„регулаторният орган е поставил пазарни ограничения на договарянето на привлечен капитал, въз основа на последната година, както и че не е икономически обосновано КЕВР да намалява всяка година нормата на възвръщаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година, тъй като енергийните предприятия нямат задължение да предоговарят сключени от тях договори с банки или финансови институции всяка година."* (Решение № 13749 от 09.11.2018 г. по адм. дело № 6231 от 2018 г. на ВАС, Решение № 15422 от 11.12.2018 г. по адм. дело № 3138 от 2018 г. по адм. дело № 8187 от 2018 г. на ВАС, Решение № 430 от 11.01.2019 г. по адм. дело № 4876 от 2018 г. на ВАС, Решение № 16269 от 27.12.2018 г. по адм. дело № 2292 от 2018 г. на ВАС, Решение № 4741 от 01.04.2019 г. по адм. дело № 9269 от 2018 г. на ВАС.). Дружеството обръща внимание, че при така определените лихви по кредитите и невъзможността да осигури необходимото самоучастие не е в състояние да привлече кредитен ресурс, необходим за изпълняване на лицензионната дейност. Също така желае да се преразгледат извършените корекции и да се отразят реалните лихвени равнища, съгласно предоставените договори за кредит.

Относно определяне на **Нормата на възвръщаемост на собствения капитал,** дружеството е приложило Модел за оценка на капиталовите активи (МОКА). За изчисленията са ползвани данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran - Stern Scholl of Business. Съгласно данните от сайта, пазарната рискова премия за България е 9,49%, формирана като сума от базовата рискова премия в размер на 6,01% и премията за специфичния за държавата риск в размер на 3,48%. В Доклада при изчисленията е използван единствено специфичният за държавата риск в размер на 3,48%, което води до некоректно определяне на нормата на възвращаемост на собствения капитал. В следващата таблица е представено изчислението на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, съгласно данните от сайта на БНБ за безрисковата премия и от сайта на Aswath Damodaran за останалите параметри.

№	Параметър	Стойност
A	Безрискова премия	0,29%
B	Базова рискова премия	6,01%
C	Премията за специфичния за държавата риск	3,48%
D=A+B	Рискова премия	9,49%
E	В безлостов коефициент	0,58
F	Привлечен капитал/Собствен капитал	60:40
G=E*(1+F*(1-10%)	З лостов коефициент	1,36
H=A+D*G	**Норма на възвръщаемост на собствения капитал**	**13,22%**

9. Количество продадена електрическа енергия.

Дружеството е посочило количества за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер на 15 000 MWh, а е коригирано на 15 237 MWh и направеното увеличение по никакъв начин не води до увеличение на планирания разход за природен газ и съответно на размера на променливите разходи. Също така смята, че така направената корекция се характеризира с намаление на необходимите приходи с приблизително 45 хил. лв.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за амортизации в преноса не се приема. Значимата част от активите в преноса са топлопроводите, шибри и друга спирателна арматура, камери, компенсатори и други активи със значителен

експлоатационен ресурс. Нормата за амортизационни отчисления за регулаторни цели от 35 години е средна стойност за всички активи. Прилагането на линеен метод на амортизация не е достатъчно, за да се приеме, че дружеството е спазило всички изисквания относно прогнозирането на разходите. Следва да се има предвид, че при възприемане на специфичния подход, избран в счетоводната политика на всяко отделно регулирано дружество, предприятията и техните клиенти няма да бъдат третирани равнопоставено, което е императивно изискване на чл. 23, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка и доколкото техническите и експлоатационните характеристики на енергийните обекти за пренос на топлинна енергия на всички регулирани дружества са служебно известни на регулаторния орган, е извършена обобщена оценка на техния полезен живот, като е прието за целесъобразно за регулаторни цели да се приемат единни амортизационни квоти за активите в преноса на топлинна енергия. НРЦТЕ и НРЦЕЕ не съдържат 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. 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.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт не се приема. Комисията е коригирала стойността на разходите за ремонт не до отчетената стойност през базисната година, а с 50% над нея, в съответствие с общия подход по т. 1.2.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 1.01.2020 г.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за осигурителни вноски се приема частично. При осигурителните вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за материали за текущо поддържане не се приема. В представеното възражение след Доклада, дружеството не обосновава по-високата стойност на разхода над нивото на отчетения през базисната година.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на допълнително добавената разходна позиция „други външни услуги“ не се приема. Така изброените разходи в представеното писмо са част от други разходни позиции, включени в Справка № 1 „Разходи“ от ценовия изчислителен модел към Указания - НВ. Дублирането на разходи в цените е недопустимо от регулаторна гледна точка.

7. Възражението на дружеството относно разминаване между поисканите за утвърждаване и предложените за утвърждаване условно-постоянни не се приема. Общата корекция на условно постоянните разходи е в размер на 348 хи.лв. Сумата на корекцията на променливите разходи е свързана с цената на природния газ, която към настоящия момент е променена. Няма разминаване в сумата на корекциите и описаните такива.

8. Възраженията на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на собствения и на привлечения капитал не се приемат. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и

сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружествата кредити. По този начин за тях ще бъде необходимо да предоговорят със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%.

Допълнително съображения са изложени в т. 3 от общия подход.

9. Възражението на дружеството относно корекцията на количеството продадена електрическа енергия не се приема. Комисията е коригирала собствените нужди от електрическа енергия като ги е привела в съответствие с постигнатата стойност през базисната година.

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) – 190,10 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 190,10 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,67 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,73 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 5 007 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 748 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 457 хил. лв. и променливи – 3 291 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 873 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,32%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 237 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 24 620 MWh

<u>9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив</u>

С писмо вх. № Е-14-56-3 от 13.04.2020 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.5, т. I.8, т. I.11, т. I.12, т. II.2, т. II.4, т. II.7 и т. II.9.

Съгласно данните в представения ценови модел изчислените цени на енергия, без ДДС, са следните:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 307,51 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 109,50 лв./MWh;

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 310,00 лв./knm^3 при калоричност 8 194 kcal/knm^3 (без ДДС).

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 технико-икономическите показатели 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 120 хил. лв. на 72 хил. лв. или с 48 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 70 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 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 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 40 хил. лв. на 25 хил. лв. или с 15 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2019 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстичното повишение и в съответствие с 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 7,92% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ 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 712 MWh (28,53%), или с 400 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход, като разликата е отразена в количествата за продажба.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,78 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,2+40=45,20 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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) – 296,74 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 296,74 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,95 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 888 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 850 хил. лв., от които условно-постоянни – 447 хил. лв. и променливи – 404 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 898 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 784 MWh

10. „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“

С писмо с вх. № Е-15-57-13 от 31.03.2020 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.

Дружеството е предложило, считано от 01.07.2020 г. за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия – 335,99 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 216,23 лв./MWh.

Същите не съответстват с направеното оповестяване на цените, на основание чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ, публикувано на 25.02.2020 г. на интернет страницата на „Овергаз мрежи АД, ЛОЦ „Овча Купел“.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена на природния газ, която е в размер на 458,48 лв./knm^3 (без ДДС) или 48,10 лв./MWh, при калоричност 8 197 kcal/knm^3.

Обосновката на „Овергаз мрежи“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е следната:

Годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2019 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност, а именно: произведена топлинна и електрическа енергия; инсталирана топлинна и електрическа мощност; отчетна и балансова стойност на активите за производство на електрическа и топлинна енергия; брой персонал.

Съгласно ЕССО разходите са планирани както следва: разходи за производство на топлинна и електрическа енергия и разходи за пренос на топлинна енергия.

I. Условно-постоянни разходи:

*1. **Разходи за амортизации** – дружеството прилага линеен метод на амортизация на активите. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи.*

*2. **Разходи за ремонт** – планирани са съгласно техническите изискванията за ремонт на когенераторната инсталация и реализираните разходи за ремонт през 2019 г.*

*3. **Разходи за заплати и възнаграждения** – включват разходите за заплати на персонала, зает в съответната дейност - планирани са на база постигнатите разходи през 2019 г.*

*4. **Начисления, свързани с 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** – дружеството посочва, че на база постигнатите разходи през 2019 г. са планирани следните разходи, за: работно облекло, материали за текущо поддържане, застраховки (застраховки на имущество и персонал), данъци и такси, пощенски разходи, телефони и абонаменти, проверка на уреди, такса за събрано инкасо, информационно обслужване (разходи за ползване и поддръжка на компютри, интернет и софтуер, издаване на фактури и експорт на финансови документи за разпределените количества топлинна енергия в система SAP), обучение и разходи за транспорт.*

***Не са планирани следните разходи**: горива за автотранспорт, канцеларски материали, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, безплатна храна, охрана на труда, служебни карти и пътувания, командировки, услуги граждански договори, разходи за публикации, изпитания на съоръженията, разходи за лицензионни такси, разходи свързани с нерегулираната дейност, приходи от присъединяване и услуги и приходи от топлоносител.*

***II. Променливи разходи:** разходите за гориво за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия са формирани на база необходимото количество природен газ за комбинирано производство на енергия и неговата цена, която е в размер на 458,48 лв./knm^3 и включва: цена за природен газ в размер на 277,90 лв./knm^3 (предложение на „Булгаргаз“ ЕАД за цена на природен газ от 01.04.2020 г.), цена за пренос 5,20 лв./knm^3, цена за достъп до газопреносната мрежа 17,18 лв./knm^3, цена за разпределение на природен газ в размер на 149,93 лв./knm^3 и цена за снабдяване с природен газ в размер на 8,27 лв./knm^3 (Решение № Ц-5 от 30.01.2020 г. на КЕВР). Цените са преизчислени в лв./knm^3 чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,603 kW/m^3 (Решение № Ц-1 от 01.01.2020 г. на КЕВР).*

Дружеството заявява, че не са планирани следните разходи: разходи за вода, консумативи (химикали, реагенти), разходи за външни услуги, акциз на въглища и разходи за емисии парникови газове (CO_2).

Разходите за закупена енергия са прогнозирани на база постигнатите разходи за 2019 г., а за акциз на природния газ са формирани на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.

Дружеството посочва, че дейността на ЛОЦ „Овча купел“ не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“

НВск по отчет за ценовия период е -6,41% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на намалените продажби, както на електрическата, така и на топлинната енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР, изготвен в съответствие изискванията на приетата единна система за счетоводно отчитане (ЕССО) е отрицателна величина в размер на -3,79%, намалена спрямо утвърдената, вследствие на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия при ръст на условно-постоянните разходи.

<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 5 хил. лв. на 1 хил. лв. или с 4 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;

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 № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- разходът на основно гориво - природен газ, в централата е коригиран с 12 knm^3 до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до средните стойности за ефективност през 2019 г. при издаване на сертификатите за произход, 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,55 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,2+20+167,82 =193 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 340 MWh (28,81%) на 120 MWh (10,17%), или с 220 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,17 MW.

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писма вх. № Е-15-57-24 от 04.06.2020 г. и вх. № Е-15-57-25 от 08.06.2020 г. от „Овергаз мрежи“ АД са постъпил две идентични възражения във връзка с Доклада:

1. Относно извършените корекции в справка № 1 „Разходи“.

Разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 5 хил. лв. на 1 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. Дружеството посочва, че прилага линеен метод на амортизация и приложеният срок за амортизация е съгласно приетата счетоводната политика. Промяната на Международните счетоводни стандарти (по конкретно МСФО 16) е довело до промяна на начина на отчитане на разходите за наем, трансформирайки ги в активи с право на ползване. Амортизационният срок на активите с право на ползване е в съответствие с договора за наем (5 г.), като в тази връзка планираните от дружеството разходи за амортизация следва да бъдат признати.

2. Относно извършените корекции в справка № 5 „ТИП в преноса“.

Технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 340 MWh на 120 MWh или с 220 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход. Отчетните данни за 2019 г. са показали технологични разходи в размер на 414 MWh, за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г., са 370 MWh. За новия регулаторен период са намалени на 340 MWh, но не съществуват никакви резерви за тяхната редукция. Поради тази причина дружеството счита, че тази корекция трябва да отпадне.

3. Относно определянето на НВ на собствения капитал.

При определянето на НВ на собствения капитал на топлофикационните

дружества е приложен Модел за оценка на капиталовите активи (МОКА). Като за изчисленията са ползвани данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran - Stern Scholl of Business. Съгласно данните от сайта пазарната рискова премия за България е 9,49%, формирана като сума от базовата рискова премия в размер на 6,01% и премията за специфичния за държавата риск в размер на 3,48%. Дружеството отбелязва, че в Доклада на работната група при изчисленията е използван единствено специфичният за държавата риск, което води до некоректно определяне на нормата на възвращаемост на собствения капитал. В таблица е представено от дружеството изчислението на нормата на възвращаемост на собствения капитал, съгласно данните от сайта на БНБ за безрисковата премия и от сайта на Aswath Damodaran за останалите параметри.

№	Параметър	Стойност
A	Безрискова премия	0,29%
B	Базова рискова премия	6,01%
C	Премията за специфичния за държавата риск	4,48%
D=A+B	Рискова премия	9,49%
E	3 безлостов коефициент	0,58
F	Привлечен капитал/Собствен капитал	60:40
G = E*(1 + F*(1-10%)	3 лостов коефициент	1,36
H=A+D*G	**Норма на възвращаемост на собствения капитал**	**13,22%**

4. Относно определянето на необходими годишни приходи.

След извършените корекции в Доклада са посочени необходими годишни приходи в размер на 402 хил. лв., като на база на тези необходими приходи и количествата електрическа енергия - 672 MWh и топлинна енергия - 1 060 MWh са определени цени на електрическата енергия - 285,21 лв./MWh и на топлинната енергия - 103,72 лв./MWh. Дружеството счита, че цените не са определени коректно. Като представя модел на изчисление на необходимите годишни приходи.

672 MWh * 285,21 лв./MWh = 191,7 хил. лв.

<u>+ 1060 MWh * 103,72 лв./MWh = 109,9 хил. лв.</u>

Необходими годишни приходи = 301,6 хил. лв.

По този модел дружеството установява, че в посочените цени в Доклада не са включени необходими приходи в размер на 100,4 хил. лв. (402 хил. лв. - 301,6 хил. лв.). Като в тази връзка за постигане на определените необходими приходи дружеството счита, че следва да бъдат коригирани цените на топлинната и електрическата енергия.

В резултат от непризнаването на разходи и намаляването на количеството природен газ, количеството електрическа енергия за собствени нужди и технологичните разходи по преноса през последните 7 г. дружеството отчита загуба, като натрупаната загуба към 31.12.2019 г. е 644 хил. лв. Дружеството отбелязва, че ако отново се извършат корекции на ценообразуващите елементи ще му се наложи да бъдат предприети драстични мерки за ограничаване на загубите от дейността на ЛОЦ „Овча купел“, вкл. и стартиране на процедура по преустановяване на дейността му.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия не се приема. Комисията не оспорва правото на дружеството при промяната на Международните счетоводни стандарти (по конкретно МСФО 16) да промени начина на отчитане на разходите за наем, трансформирайки ги в активи с право на ползване, при които амортизационният срок е в съответствие с договора за наем (5 г.). Но за регулаторни цели, с оглед баланс между интересите на дружеството и на клиентите, а именно поддържането във времето на стабилна и платима цена на

услугата, разходите е необходимо да бъдат редуцирани.

2. Възражението на дружеството относно корекцията в справка № 5 „ТИП в преноса“ не се приема. Технологичните разходи по преноса са функция както на лошото състояние на мрежата, нейните характеристики, така и от намаляващата консумация на топлинна енергия, вследствие неконкурентна цена. При малка мрежа в относително добро състояние поддържането на технологични разходи по преноса 26,84% и отчетна цена на топлинната енергия от 182,34 лв./MWh, без ДДС обрича дружеството на икономическа несъстоятелност. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. В случая е извършена оценка и е разгледан допустимият размер на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които могат да се приемат за целите на ценообразуването. Следва да се има предвид, че в чл. 32, ал. 1 от ЗЕ е регламентирано правомощие на Комисията да регулира цените чрез прилагане на различни методи за регулиране, включително, да определя показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В случая са приложени показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В тази връзка в т. 6 от общия подход са посочени гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия. От друга страна, като ценообразуващ елемент, количествата топлинна енергия са изрично дефинирани в чл. 11 от НРЦТЕ: „Комисията утвърждава прогнозните количества за целите на ценообразуването, включително отпуснатата към преноса топлинна енергия, и за продажба въз основа на оценка на отчетените и прогнозните количества, представени от енергийните предприятия в съответствие с указанията по чл. 4, ал. 5“. В тази връзка прогнозните количества се утвърждават за целите на ценообразуването, като Комисията има право да извърши оценка на представените от енергийните предприятия отчетни и прогнозни количества, както и да утвърди различен от предложения прогнозен размер, при спазване на разпоредбите на ЗЕ.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на собствения капитал не се приема. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

4. Възражението на дружеството относно разминаване между поисканите за утвърждаване и предложените за утвърждаване условно-постоянни и променливи разходи не се приема. Сумата на корекцията на променливите разходи е свързана с цената на природния газ, която към настоящия момент е променена. Няма разминаване в сумата на корекциите и описаните такива.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Овергаз мрежи“ АД (ЛОЦ „Овча купел) за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 282,19 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 282,19 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 103,08 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 400 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 363 хил. лв., от които условно-постоянни – 221 хил. лв. и променливи 142 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 663 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 672 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 060 MWh

11. „Топлофикация Русе“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-09-2 от 01.04.2020 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 01.07.2020 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 305,25 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 133,27 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 88,71 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 505,54 лв./knm^3 при калоричност 8 242 kcal/knm^3;
- цена на въглища – 291,17 лв./t при калоричност 5 328 kcal/kg;
- цена на мазут – 793,00 лв./t при калоричност 9 685 kcal/kg;
- цена на биогориво – 103,00 лв./t при калоричност 3 997 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на предложените за изменение цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., както следва:

Производствени показатели

Електрическа и топлинна енергия

Като базова година при планиране на цените от 01.07.2020 г. са използвани данните от 2019 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 клиенти и очаквано по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите през следващия отоплителен период, поради топлата зима през 2019 г.

2/ Планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител водна пара са запазени на нивото на отчетените през 2019 г.

3/ Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през 2019 г. в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

4/ 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 2019 г. За новия отоплителен сезон се предвижда работа на два парогенератора едновременно, при което, за постигане на допустимите емисионни норми единият от тях (Парогенератор №8) ще работи с природен газ, в съответствие с условията на актуализираното Комплексно разрешително.

5/ Отделените въглеродни емисии през новия ценови период, започващ от 01.07.2020 г., са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.01.2020 г. - 30.06.2021 г. Количеството въглеродни 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 гориво през новия период, и нулево количество безплатно разпределени квоти по чл. 10 а и 10 в от Директива 2009/29/ЕО за периода.

Икономически показатели

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 01.03.2020 г. - 30.06.2020 г.: 59 600 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 6,34 лв./t ;

2. През новия период: 71 700 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 01.01.2020 - 30.06.2020 г.: 71 300 t по доставна цена 156,50 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение 6,34 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 двата продукта 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 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 284,83 лв./t.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ ЕАД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в електронния изчислителен модел за образуване на цените е:

284,83 лв./t + 6,34 лв./t =291,17 лв./t*, където:*

6,34 лв./t – 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 1,82 лв./USD.

II. Цена на природния газ*: за целия разглеждан период е приложена цена в размер на 505,54 лв./knm^3, съгласно Приложение № 5 и действащата към момента на подаване на заявлението цена.*

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“ ЕАД. При условията на изгаряне на природен газ в производствената централа, предварителното резервиране на капацитет за „Топлофикация Русе“ ЕАД 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. Цена на мазута*: за разглеждания период цената на течното гориво е 793,00 лв./t.*

IV. 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 01.01.2020 г.

2. Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2019 г. с 10%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2019 г. е в размер на 1 472 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 2019 г. е в размер на 2 067 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. При изчисляване на РБА са спазени изискванията на чл. 30 от Указания-НВ.

7. Спазено е указанието за прилагане норма на възвращаемост на собствения капитал в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период.

V. В резултат на извършените изчисления по Справки-приложения от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2020-2021 г.), са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 99 228 хил. лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано

следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 1,08% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и със 17,92% 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 11,16%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 18,27% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 45,69%, разходи за заплати и възнаграждения с 12,18 % и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 12,06 %. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 29,89%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Русе“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -20,62% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на значителен ръст на условно-постоянните с 30,6% при спад на променливите разходи от намаленото производство.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е положителна величина в размер на 7,86%, вследствие на по-високите общи приходи, спрямо утвърдените от Комисията, тъй като отчетът включва всички приходи и разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 4 405 хил. лв. на 3 698 хил. лв. или със 707 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 1 101 хил. лв. на 640 хил. лв. или с 461 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 6 612 хил. лв. на 5 883 хил. лв. или със 729 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 719 хил. лв. на 1 507 хил. лв. или с 212 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи по нормативни актове“ е коригирана от 2 927 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 927 хил. лв., като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка и достатъчни аргументи за необходимостта от тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 15 075 хил. лв. на 8 484 хил. лв. или с 6 591 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 197 268 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 3,91% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като са запазени количествата природен газ, мазут и слънчогледова люспа на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Коригирано е количеството вносни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност и икономия на първичен енергиен ресурс не по-ниски от отчетените през базисната година;

- коригирана е цената на вносните въглища от 291,17 лв./t на 282,44 лв./t, на нивото на отчетената стойност през базисната година;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,41 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,17+35,97=41,14 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството както следва:

Показател	Димензия	черни въглища	мазут	природен газ	сл. люспа	Общо
1. мисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	91,1876	77,4000	55,4829	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	22,3000	40,0000	34,2870	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	93,32%	100%	100%	100%	
ТФ Русе		**102 969**	**98,00**	**823,00**	**112 968**	
емитирани $C0_2$,	t	195 398,8	303,4	1 565,6	0,0	**197 268**

Емитирани CO_2 – 197 268 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 197 268 t X 43,01 лв./t **= 8 484 хил. лв.**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност

400 MW, като инсталираната електрическа мощност в топлофикационната част е 180 MW.

С писмо вх. № Е-14-09-6 от 03.06.2020 г. „Топлофикация Русе“ ЕАД е представило следното възражение във връзка с направени корекции на ценообразуващите елементи в Доклада:

От направената калкулация на така предвидените цени на електрическа и топлинна енергия по съответните количества се получава приход от 72 933 хил. лв. (220 000 MWh * 205,49 лв./MWh + 3 500 MWh * 89,43 лв./MWh + 11 133 MWh * * 82,14 лв./MWh + 345 379 MWh * 76,72 лв./MWh).

Дружеството счита, че с така предложените цени, няма да получи необходимите годишни приходи, определени от Комисията в размер на 73 336 хил. лв. и настоява за коректно отразяване на приходите след преразглеждане на разликата от 403 хил.лв.

- **Относно разходите за амортизации**

Дружеството не е съгласно с направените корекции на амортизации в Доклада, съответно в производството със 707 хил. лв. и в преноса на топлинна енергия с 461 хил. лв., тъй като в края на 2019 г. е въвело нови активи, с което амортизациите за новия ценови период се увеличат съществено.

- **Относно разходите за заплати и възнаграждения и осигурителни вноски**

Дружеството счита, че направената корекция в Доклада в размер на 729 хил. лв. е икономически неоправдана. Предвидените по-високи разходи за работни заплати и осигурителни вноски са в резултат на изоставането на отчетената средна месечна работна заплата в Дружеството за 2019 г. в размер на 1 472 лв. 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 2019 г. в размер на 2 067 лв. От статистическите данни е видно, че изоставането е с 28%. Според дружеството увеличаването на разходите за възнаграждения с 10% ще се отрази благоприятно и мотивиращо на човешкия ресурс.

- **Относно разходите за горива**

Дружеството възразява срещу корекцията на горивния микс в Доклада, който се вижда от данните на таблицата:

Показатели	Означение	Димензия	**Прогноза ТФ Русе**		**Доклад КЕВР**	
			ПРОГНОЗА за НЦП		**ПРОГНОЗА за НЦП**	
			от 07.2020 г.		**от 07.2020 г.**	
природен газ	Впг	Knm^3	20 085	10,95%	823	0,38%
мазут	Вм	t	100	0,05%	98	0,05%
въглища	Вв	t	142 169	77,54%	102 969	47,48%
друг вид гориво (ВЕИ) биомаса	Ввеи	$t/(knm^3)$	21 000	11,45%	112 968	52,09%

Дружеството не е съгласно с направената корекция на количеството природен газ в посока на намаление. В Доклада липсват мотиви за направеното намаление. „Топлофикация Русе“ ЕАД възнамерява да промени горивния микс в новия ценови период, поради екологични ограничения при експлоатацията на горивните инсталации.

С писмо с изх. № 898 от 19.05.2020 г. „Топлофикация Русе“ ЕАД е подало заявление за издаване на ново комплексно разрешително, във връзка с преустройството на котел № 8 за работа единствено с природен газ. Другият енергиен парогенератор, който ще се използва през новия ценови период - котел № 7, ще продължи да изгаря вносни въглища със строги изисквания към качествените показатели, гарантиращи както надеждната работа на съоръжението, така и ниски нива на емисии. За котел № 7 като допълнително гориво остава възможността да изгаря и биомаса, съвместно с основното гориво въглища. В съответствие с така изложените факти дружеството е планирало

горивата, които ще използва за производствената си дейност през новия ценови период.

С оглед на изложеното в тази част дружеството предлага при постановяване на решението си за новия ценови период КЕВР да се съобрази с предложения от „Топлофикация Русе“ ЕАД микс от горива.

• Относно разходите за емисии на парникови газове

Дружеството изразява категорично несъгласие с направените корекции на заявените разходи за емисии на парникови газове (CO_2) от 15 075 хил. лв. на 8 484 хил. лв. или с 6 591 хил. лв.

Според дружеството в Доклада е направена необоснована корекция на горивния микс, което от своя страна оказва влияние и върху броя на квотите за закупуване през следващия ценови период.

Дружеството счита, че определената цена от 22 евро/t не е икономически обоснована, тъй като тенденцията за увеличаване на цените на емисиите ще продължи съобразно по-голямото им търсене на пазара, имайки предвид, че операторите няма да могат да използват квотите, издадени през Фаза 4 на ЕСТЕ (след 1 януари 2021 г.) за изпълнение на задълженията си за Фаза 3 (което се извършва до 30 април 2021 г.). През 2021 г. компетентните органи ще издават квоти за първата година от Фаза 4 на ЕСТЕ (2021-2030 г.). Валидността на тези квоти ще бъде за периода от 1 януари 2021 г. нататък и те няма да могат да се използват за изпълнение на задълженията на операторите за предходната 2020 г.

С оглед на изложеното в тази част дружеството предлага при постановяване на решението си за новия ценови период КЕВР да се съобрази с предложените от „Топлофикация Русе“ ЕАД разходи за закупуване на емисии на парникови газове (CO_2) от 15 075 хил. лв.

• Относно цената на въглищата

Посочената от „Топлофикация Русе“ ЕАД цена на вносните въглища от 291,17 лв./t е коригирана на 282,44 лв./t, на нивото на отчетената стойност през базисната 2019 г. При изчисляването на цената 282,44 лв./t е използван валутен курс от 2019 г. и не е отчетено увеличението му спрямо датата на подаване на заявлението на „Топлофикация Русе“ ЕАД на 31.03.2020 г.

• Относно начина на определяне на средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал

В Доклада е коригирана нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 3,91% на 3,24%. Топлофикация Русе ЕАД изразява несъгласие с приравняването ѝ към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2019 г., по данни на БНБ. Дружеството счита, че данните на БНБ са обобщени, среднопретеглени за целия пазар и не отразяват данните за привлечения капитал за дружествата в сектор „Топлоенергетика“. 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 възвръщаемост на привлечения капитал.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно изчислението на необходимите годишни приходи се приема. Коригирана е цената на некомбинираната електрическа енергия на 89,43 лв./MWh.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации не се приема. Нововъведените активи в края на 2019 г. са отразени в инвентарната книга на дружеството към 31.12.2019 г., а оттам и в годишния финансов отчет за 2019 г. При корекцията са използвани тези стойности на активите, попълнени коректно в справка № 2 „РБА“, която е неразделна част от заявлението на дружеството за цени, и са приложени нормите за амортизационни отчисления за регулаторни цели в съответствие с т. 1.1 от общия подход.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и

възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през отчетния ценови период.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за горива се приема частично. Във връзка с подаденото заявление за издаване на ново комплексно разрешително, във връзка с преустройството на котел № 8 за работа единствено с природен газ, е възстановено количеството природен газ в размер на 20 085 knm^3. Запазено е количеството биомаса на нивото на отчета съгласно Верификационния доклад за 2019 г. в размер на 112 968 t и в съответствие с разрешението за изгаряне на този вид гориво, съгласно издаденото Комплексно разрешително, стр.11 от него. Така при запазване на количеството мазут от 100 t, предложен в заявлението за цени е определено количеството въглища в размер на 72 969 t при запазване на общата енергийна ефективност и икономията на първичен енергиен ресурс (гориво) спрямо разделното производство на нивото на отчетените стойности през базисната година.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии се приема. В съответствие с горивния микс, описан и мотивиран подробно в т. 4 са изчислени емисиите CO_2, а именно:

Показател	**Димензия**	**черни въглища**	**мазут**	**природен газ**	**сл. люспа**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	91,1876	77,4000	55,4829	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm^3)	22,3000	40,0000	34,2870	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	93,32%	100%	100%	100%	
ТФ Русе		**72 969**	**100,00**	**20085,00**	**112 968**	
емитирани CO_2, t		138 469,4	309,6	38 208,5	0,0	**176 988**

6. Възражението на дружеството относно корекцията на цената на въглищата се приема. Посочената от „Топлофикация Русе“ ЕАД цена на вносните въглища от 291,17 лв./t е възстановена от 282,44 лв./t, като е актуализиран валутният курс в съответствие с датата на подаване на заявлението на „Топлофикация Русе“ ЕАД на 31.03.2020 г.

7. Възражението на дружеството относно определената норма на възвръщаемост на привлечения капитал не се приема. Съображенията са изложени в т. 3 от общия подход.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Русе“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 205,77 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 205,77 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 116,34 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,94 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 81,22 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 72 714 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 70 701 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 154 хил. лв. и променливи – 50 548 хил. лв.;

- Регулаторна база на активите – 41 065 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,90%
- Електрическа енергия – 223 500 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 220 000 MWh
- от некомбинирано производство – 3 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 11 133 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 345 379 MWh

12. „Топлофикация Перник“ АД

С писма с вх. № Е-14-03-3 от 01.04.2020 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.11, т. I.12 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 – 264,13 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 116,68 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 44,78 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглища – 69,22 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 1 998 kcal/kg;
- цена на природен газ – 491,53 лв./knm^3 при калоричност 8 250 kcal/knm^3.

Обосновката на дружеството е следната:

Прогнозната информация е определена въз основа на избраната 2019 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 (725 577 MWh) през прогнозния период е със 7,80% повече от отчетната година и е в размер на 782 200 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- Предвижда се броят клиенти на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се увеличи спрямо отчетния период.

- Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 50,68%. Намеренията на дружеството през новия регулаторен период са те да се намалят до 48,04%.

Основният фактор, пряко влияещ на производството на топлинна енергия с гореща вода, е задоволяване нуждите на клиентите при различни външни температури.

Производство на електрическа енергия

Цялото прогнозно количество електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е изчислена 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, 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 264 583 MWh, а за периода 2020-2021 се планира да бъдат произведени 311 424 MWh.

Продадена електрическа енергия

През отчетната 2019 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 203 136 MWh на свободния пазар, от които 189 336 MWh от ВЕКП, компенсирано с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“.

Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2019 г. е в размер на 197 385 MWh, през новия регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 236 335 MWh.

Електрическа енергия за собствени нужди

Планирано е намаление на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди, спрямо отчетените през базовата 2019 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

През новия ценови период общо разходи за основни ремонти и инвестиции в дружеството се предвиждат в размер на 8 823 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна и инвестиционна програма на „Топлофикация-Перник“ АД. Взети са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и изграждане на нови такива.

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. Проектиране и изграждане на система за подготовка на биогориво. При основните съоръжения на централата ще бъдат подменени екрани на ПГ 5. Основен ремонт на охладителна кула № 2. Подмяна с нови честотни инвертори за мрежови помпи. Закупуване и монтаж на два броя хладилни помпи за ТГ 5. Закупуване и подмяна на ЕКО 2 на ПГ 5. 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 31.12.2019 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 123 369 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 технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционните срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемото 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 раздел II, т. 32.5. на Указания-НВ, и е в размер на 24 679 хил. лв.

Норма на възвръщаемост на капитала

Използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 2,62%, средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2019 г.

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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. разходите за амортизации са на нивото на 2019 г.

Разходи за ремонт

Предвидени са общо разходи за текущи ремонти през ценови период 07.2020 - 06.2021 г. в размер на 460 хил. лв. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната дейност през 2019 г. възлизат на 10 612 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 8 569 хил. лв. и за осигуровки 2 043 хил. лв. За периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. необходимите разходи са завишени на 12 173 хил. лв. разходи за заплати и 2 247 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.2020 г.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

УПР, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ за следващия ценови период, са увеличени спрямо отчетната 2019 г. с 1,13%, като са отразени в Справка № 1 „Разходи“.

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.

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: водоподаване, електрическа енергия и др.

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2019 г.

Основно гориво за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г.

Дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от:

- сурови кафяви въглища, доставяни от „Хийт Енерджи“ ЕООД – приложено е копие на договор № 102 от 2014 г. и допълнителните споразумения към него;

- обогатено енергийно гориво (ОЕГ) - 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 01.03.2020 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 69,22 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 1 998 kcal/kg (Приложение № 2).

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 266 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 2 696 хил. лв. и включват електроенергия за АС, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар.

Разходите за консумативи възлизат на 707 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 – добавка за котлова вода, ферихлорид, железен сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли, разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт. Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2019 г.

Разходите за външни услуги възлизат на 299 хил. лв.

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 30.03.2020 г.

Към 31.03.2020 г. дружеството е представило в ИАОС верифициран доклад. Очаква се верифициращият орган да утвърди доклада за 2019 г. в срок до 15.04.2020 г.

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 за всеки тон невърнати квоти на емисии).

Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

Разходи за емисии за 2019 г.

За 2019 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 273 175 t. Данните са от 31.03.2020 г., като се очаква потвърдително писмо от ИАОС относно приемане на доклада в срок до 15.04.2020 г.

За 2019 г. към 31.03.2020 г. не са закупувани емисии.

Към настоящата обосновка е приложен доклад за емисии за 2019 г.

Разходи за емисии за периода 01.07.2020-30.06.2021 г.

Прогнозното количество на закупените емисии ще бъде:

- 338 508 t при изгорени твърди горива 620 720 t и природен газ – 6 000 000 m^3,

Безплатните квоти са 78 065 t. Дружеството посочва, че в приложение предоставя информация за получените в периода 2014-2020 г. безплатни квоти и начина на използването им, като отбелязва, че получаваните през всяка от годините безплатни квоти са използвани за изпълнение на задълженията на дружеството за предходната календарна година и съответно получаваните безплатни квоти не се използват за продължителни периоди.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 14,21% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 15,70% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 10,90% намаление на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 1,01% 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 5,43% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), в резултат на увеличените разходи за заплати и възнаграждение с 57,60%. Дружеството предвижда ръст на инвестиционни разходи през следващия регулаторен период с 16,62%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Перник“ АД

НВск по отчет за ценовия период е -14,47% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск,

спрямо утвърдената е отрицателна величина, който се дължи на ръст на условно-постоянните и променливи разходи при условие на по-малко производство, респективно продажби на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е отрицателна величина в размер на -2,11%, намалена спрямо утвърдената от Комисията, вследствие на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените, тъй като включват приходи и разходи от цялостната дейност на дружеството.

<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 159 хил. лв. на 110 хил. лв. или с 49 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 12 173 хил. лв. на 10 612 хил. лв. или с 1 561 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 2 651 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 651 хил. лв., като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка и достатъчни аргументи за необходимостта от тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 16 553 хил. лв. на 12 897 хил. лв. или с 3 656 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 299 853 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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 № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като биогоривата са запазени като дял в микса на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Твърдите горива от тях са изключени от общия микс. Коригирано е количеството местни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност не по-ниска от отчетената през базисната година;

- коригирана е цената на въглищата от 69,22 лв./$t_{нг}$ на 65,46 лв./$t_{нг}$ (с 3,76 лв./$t_{нг}$) при калоричност 1 998 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2019 г. съгласно т. 8 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,30 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 5,22+17,72=22,94 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството както следва:

Показател	**Димензия**	**кафяви въглища**	**природен газ**	**брикети**	**25%-30% ниско серн. Въглища**	**др. тв. горива биомаса**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	69,4798	55,4829	86,2326	0,0000	112,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	8,9638	34,3710	13,0412	0,0000	15,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	90,642%	100%	93,2651%	100%	100%	
Количества горива	t	**490 592**	**6 000**	**10 928,16**	0,0	**78 178**	
емитирани CO_2,	t	276 949,5	11 442,0	11 461,9	0,0	0,0	**299 853**

4. Прогнозни емисии CO_2 – 299 853 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 299 853 t X 43,01 лв./t **= 12 897 хил. лв.**

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 176 700 MWh (48,04%) на 141 700 MWh (38,53%) или с 35 000 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

С писмо вх. № Е-14-03-11 от 04.06.2020 г. „Топлофикация Перник“ АД е представило възражение във връзка с направени корекции на ценообразуващите елементи в Доклада:

1. По отношение на **разходите за заплати и възнаграждения** дружеството възразява срещу направената корекция до нивото на отчетената стойност през 2019 г. Заложеното увеличение с 11% е аргументирано с увеличението на минималната работна заплата с 10% от 01.01.2020 г. съгласно Постановление № 350 от 19.12.2019 г. на МС.

2. Дружеството счита за неоснователна извършената корекция на **въглеродните емисии** и на енергийния микс (включени **количества биогорива)** до нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Дружеството посочва, че е включило в ценовите справки само горива, посочени в комплексното разрешително на „Топлофикация Перник“ АД (природен газ, въглища и брикети).

3. Дружеството възразява срещу извършената корекция в **цената на въглищата** от 69,24 лв./$t_{нг}$ на 65,46 лв./$t_{нг}$ при калоричност 1 998 kcal/kg. Дружеството посочва, че има сключени действащи договори и допълнителни споразумения с „Хийт Енерджи“ ЕООД за покупко-продажба на договорени количества въглища при цена 240 лв./$t_{уг}$ и за доставка срещу заплащане на брикети от енергийни лигнитни въглища при цена 260 лв./$t_{уг}$ и счита, че намалената цена на въглищата ще доведе до влошаване на финансовото му състояние.

4. Дружеството възразява срещу коригираната **„Норма на възвръщаемост на капитала“** от 8,09% на 5,49%, като счита, че е некоректен подходът, възприет от Комисията за начина на определяне на нормата на възвръщаемост на привлечения

капитал, извършена на база статистически данни на БНБ към месец декември 2019 г. Данните на БНБ са обобщени среднопретеглени за целия пазар през 2019 г. и не отчитат факта, че заемите са сключени през предходни регулаторни периоди. От друга страна, се посочва, че дружеството няма задължение да извършва периодични предоговаряния на сключените договори за кредит или рефинансиране. Според дружеството, 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. Посочва, че такова е и становището на АССГ 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 АССГ по адм. дело № 5525 от 2017 г., потвърдено с решение № 6297 от 24.04.2019 г. на ВАС.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на въглеродните емисии и на енергийния микс в посока намаление не се приема. От горивния микс, отчетен във верификационния доклад пред МОСВ за 2019 г., са извадени количествата на твърдия отпадък, но са запазени количествата на биомасата. Запазено е количеството биомаса на нивото на отчета съгласно Верификационния доклад за 2019 г. и в съответствие с разрешението за изгаряне на този вид гориво, съгласно издаденото Комплексно разрешително. Така при запазване на количеството мазут, предложен в заявлението за цени, е определено количеството въглища в размер на 501 520 t при запазване на общата енергийна ефективност на нивото на отчетената стойност през базисната година.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на цената на въглищата от 69,22 лв./$t_{нг}$ на 65,46 лв./$t_{нг}$ (с 3,76 лв./$t_{нг}$) при калоричност 1 998 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2019 г. не се приема. При общата тенденция в световен мащаб за намаляване на цените на горивата, увеличението на цените от местен добив е в противоречие с пазарната логика.

4. Възражението на дружеството относно определената норма на възвръщаемост на капитала не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за

сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма.

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) – 187,25 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 187,25 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 97,82 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 73,30 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 59,10 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 85 316 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 80 236 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 837 хил. лв. и променливи – 56 399 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 77 035 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,49%
- Електрическа енергия – 236 335 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 218 135 MWh
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 18 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 226 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 414 400 MWh

<u>13. „Топлофикация - Сливен“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 01.04.2020 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 следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 218,23 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара - 63,23 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 82,78 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 2 583 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 000,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;

- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 48,76 лв./t с калоричност 2 400 kcal/kg;
- модифицирано гориво RDF – 12,96 лв./t калоричност 3 000 kcal/kg.

Обосновката на дружеството на прогнозните ценообразуващи елементи за ценови период 2020 г. - 2021 г. е следната:

1. ПРОИЗВОДСТВО

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя на клиентите на гореща вода. През 2019 г. дружеството е реализирало 102 882 MWh топлинна енергия с гореща вода. Отчитайки изминаващия сезон 2019 г. – 2020 г., който се характеризира с по-високи температури на въздуха, процесите свързани с глобалното затопляне, започналото самоограничаване на потреблението от страна на клиентите, съответно намалени продажби и в бъдеще, за предстоящия ценови период прогнозите са за намаление на реализираната гореща вода спрямо 2019 г. на 98 037 MWh или с 4 845 MWh по-малко. Продадената за 2019 г. топлинна енергия с водна пара е 145 368 MWh, за предстоящия ценови период прогнозата е за увеличение до 146 669 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 10.06.2021 г. – 30.06.2021 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

Количеството електрическа енергия за собствените нужди е съобразно с 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 2019 г., като някои от тях са коригирани и актуализирани с процента на отчетената от НСИ инфлация за 2019 г. – 3,8 %.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2019 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година и такива с изтекъл амортизационен срок.

Разходи за заплати - от 01.01.2020 г. с постановление № 350/19.12.2019 г. на Министерски съвет минималната заплата за страната е увеличена от 560 лв. на 610 лв. Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Друга причина, поради която е наложително увеличение на възнаграждението, е ниското възнаграждение за полагания труд в тежките условия на работа, все по- трудното задържане 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 и считано от 01.01.2020 г. е актуализирана и общата сума, заложена в прогнозата за предстоящия ценови период.

Разходи за вода - Предвиденото увеличение за вода е във връзка с утвърдената от 01.01.2020 г. с решение на КЕВР по- висока цена на питейната вода от „Водоснабдяване и канализация – Сливен“ ООД.

Разходи за проверка на уреди в преноса - през тази година изтича двугодишният срок за проверка на част от топломерите в АС. Предвижда се разходът за тези проверки да възлезе на 15 хил. лв.

Ремонтната кампания през базовата 2019 г. е имала за цел реализация на стратегия за минимизиране аварийността на парогенератори, рехабилитация на турбинно оборудване и възстановяване на спомагателни съоръжения, при спазване

изискванията на нормативна база за контрол, експлоатация, ремонт на съоръжения и осигуряване безопасни и здравословни условия на труд.

Направените разходи за ремонт по основни съоръжения, цехове и направления са, както следва:

- ремонт на съоръжения за производство на електрическа и топлинна енергия: подмяна ротор на генератор, 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 1 124 хил. лв.

- аварийни и планови ремонти по основни топлопреносни магистрали, топлофикационни отклонения и АС на стойност 244 хил. лв.

Извършените мероприятия по съоръженията са за поддържане в изправност, без допускане на отклонения при нормалната работа и без настъпила 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, липсата на средства през 2019 г. не е позволила изпълнение на пълния обем планирани ремонтни дейности.

За предстоящия ценови период ремонтните дейности са свързани с изпълнение на оптимално необходимите задачи, както за изпълнение на забелязаните аварийно опасни участъци и технологични линии, така и превантивно поддържане на настоящото ниво степента на годност на техниката в дружеството, с което да се поддържат в изправност съоръженията за производство на електрическа и топлинна енергия за осигуряване на непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия.

За осигуряване на свободен обем на депото за сгуропепелни маси в размер на 100 000 m^3, дружеството заявява, че има подготвена обществена поръчка с обща първоначална прогнозна стойност 600 хил. лв., от които 520 хил. лв. за дейността „изгребване и депониране на сгуропепелни маси“.

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 определена 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 съгл. Закона за акцизите и данъчните складове, квоти за емисии парникови газове.

Разходи за горива. Видовете и количествата горива за производство са в съответствие с издаденото от ИАОС Комплексно разрешително № 510-Н1-И0-А1/2019 г. на дружеството. Съгласно условията в него годишното количество биогориво е изчислено при часово потребление 2 t/h, модифицираното гориво - RDF, е изчислено при часово потребление 2,95 t/h, за разпалване и стабилизация на горивния процес са предвидени общо 240 t мазут, останалото необходимо гориво е смес от въглища.

Разходите за консумативи (химикали и реагенти) за предстоящия ценови период възлизат на 1 776 хил. лв., формирани от разходи за киселини, основи, йонообменна смола, вар за подготовка на водата за технологични нужди и хидратна вар за газоочистващата инсталация, с което да се гарантира постигане на екологичните изисквания за допустими норми на отделяне на серен диоксид.

Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при 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 комбиниран 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 да има увеличение на този разход, предвид присъединените през предходната година клиенти.

Разходи за закупуване на емисии парникови газове - към 31.12.2019 г. са използвани всички полагащи се безплатни квоти, поради изтичане на периодите по НПИ. От 2020 г. дружеството е длъжно да купува цялото необходимо количество.

Прогнозното количество емисии парникови газове за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.60.2021 г. е изчислено съобразно горивата по Комплексно разрешително и чрез формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации. Дружеството не разполага с безплатни квоти, поради което предвижда да закупи цялото емитирано количество. Прогнозният брой квоти за закупуване за следващия ценови период 2020 г. – 2021 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуване на необходимите квоти емисии е изчислен при цена 25 евро/t.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 1,37% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 1,45% 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 завишени с 1,44% 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 11,83% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), основно от увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 23,41 % и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 15,14%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 13,93 %.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация-Сливен“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -30790,15% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск се дължи на значителен ръст на условно-постоянните разходи, независимо намалените променливи разходи в резултат на намаленото производство.

НВск по отчет на база приходите и разходите, представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР), е отрицателна величина в размер на -128,00% и се дължи на ръста на условно-постоянните разходи, тъй като включват и разходите за нерегулираната дейност.

Съществен момент за „Топлофикация Сливен“ ЕАД е ниският дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

<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 221 хил. лв. на 204 хил. лв. или със 17 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 2 248 хил. лв. на 2 048 хил. лв. или с 200 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., завишена с 49,69% 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 2019 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 5 402 хил. лв. на 4 697 хил. лв. или със 705 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 356 хил. лв. на 1 179 хил. лв. или със 177 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за консумативи, химикали и реагенти, като част от променливите разходи, са коригирани от 1 776 хил. лв. на 771 хил. лв. или с 1 005 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., при запазване на производството на енергия през новия ценови период и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 9 850 хил. лв. на 3 546 хил. лв. или с 6 304 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 82 435 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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 № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като твърдата биомаса, модифицираното RDF гориво са запазени като дял в микса на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Коригирано е количеството местни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност, не по-ниска от отчетената през базисната година;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството както следва:

Показател	**Димензия**	**черни въглища**	**мина Балкан**	**Брикел**	**въглища ниско сернисти**	**мина Балкан 2000**	**мазут**	**др. тв. горива биомаса**	**дизелово гориво**	**мод. RDF гориво**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	0,0000	91,8200	92,9800	48,6750	45,1900	77,4000	100,0000	74,1000	91,7000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm^3)	0,0000	13,3072	14,0103	8,8850	8,3315	40,0000	11,6000	41,9850	15,6330	
3. Коефициент на окисление:	-	94,370%	94,37%	94,37%	94,37%	94,37%	100%	100,00%	100%	100,00%	
										84,40%	
Количества горива	t	0,0	**29 242**	**10 598**	**56 766**	**30 228**	**240,00**	**93 355**	1,21	**12 921**	
емитирани C02, t	t	0,0	33 718,4	13 028,0	23 167,8	10 740,1	743,0	0,0	3,8	1 033,9	**82 435**

4. Прогнозни емисии CO_2 – 82 435 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 82 435 t X 43,01 лв./t **= 3 546 хил. лв.**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-07-6 от 04.06.2020 г. „Топлофикация - Сливен“ ЕАД е представило възражение по Доклада, относно:

1. Разходи за амортизации. Дружеството счита, че прогнозната сума е съобразена изцяло със счетоводната му политика и признаването на амортизации от данъчна гледна точка. Също така определеният срок от 35 години противоречи на счетоводната политика и не отразява полезния живот на различните съоръжения, амортизациите са изчислени на база определените срокове на амортизиране и текущите отчетни разходи, поради което дружеството не приема корекцията със 17 хил. лв.

2. Разходите за ремонт са коригирани от 2 248 хил. лв. на 2 048 хил. лв. или със 200 хил. лв., което намаление с 9% на тези разходи ще доведе до ограничаване на възможностите на дружеството да осигури необходимия финансов и организационен ресурс. Невъзможността да осигури необходимите средства, ще доведе до проблеми в състоянието на съоръженията и прекъсвания на технологичния процес на централата, както и до затруднения при изпълнение на задълженията – прекъсвания в производството и доставката на топлинна енергия към клиентите.

3. Разходи за заплати и възнаграждения. Дружеството твърди, че изпитва постоянни затруднения в намирането и задържането на персонал. Основната причина е недостатъчният размер на трудовите възнаграждения, съответстващо на трудните условия на работа, каквито са във въглищна централа. Също така има перманентен недостиг на работници и специалисти на длъжности като булдозерист, помощник оператор на енергетични съоръжения, оператор на транспортни ленти, ел. монтьори, ел. монтьори КИП и А. През 2019 г. са напуснали 46 човека, което представлява около 16% от средния брой работещи. Средната заплата в „Топлофикация-Сливен“ ЕАД е в размер на 1 313 лв., което представлява 65% от средната работна заплата за енергетиката (2 017лв.). Чрез предвиденото увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, дружеството се надява, че ще се постигне адекватно на вложения труд възнаграждение за персонала и ще предизвика интерес от страна на потенциални кандидати за работа. Дружеството счита, че чрез увеличението с 15% на разходите за труд, ще се стимулира подобряване работата от страна на работниците.

4. Разходи за горива и горивен микс. Дружеството възразява срещу направените корекции на горивния микс, тъй като не съответстват на планираната производствена програма и посочва три аспекта на корекции, несъответстващи на дадените указания:

- Използваните горива са определени съгласно комплексно разрешително № 510-Н1-И0-А1/2019 г. и в подаденото заявление за утвърждаване на цени годишните количества са както следва: за биогориво - часово потребление 2 t/h; за модифицирано гориво - RDF- часово потребление 2,5 t/h; останалото необходимо гориво е смес от въглища. Независимо, че са изпълнени указанията в Писмото на КЕВР са извършени корекции на предвидените за използване горива, като същите се изразяват в преизчисление на горивния микс спрямо отчетната 2019 г. По този начин дружеството е принудено да нарушава разпоредбите на комплексното разрешително.

- Приети са видове и количества горива за всеки вид, несъответстващи на посочените в подаденото от дружеството заявление за утвърждаване на цени. Дружеството отбелязва, че в таблицата на 123 страница от Доклада са посочени повече от предвидените видове горива, като е включено и гориво от „Мина Балкан 2000“ без да се

вземе предвид, че доставките са прекратени считано от м. май 2019 г. Използваните от дружеството горива са: ОЕГ, битуминозни шисти (съответстващо на „въглища нискосернисти“ от таблицата) и енергийно гориво (съответстващо на „Мина Балкан“ от таблицата). За дружеството остава неясен и необоснован мотивът, защо се приемат количества за изгаряне на ОЕГ и енергийно гориво, равни на отчетната 2019 г., а се завишава количеството на използваните битуминозни шисти.

- т. 3 от част „Образуване на цените“, касае начина на коригиране на количествата горива в горивния микс. „Топлофикация-Сливен“ ЕАД счита, че същият не съответства на посочените в таблицата от стр. 123, тъй като са запазени количествата биомаса спрямо отчетната 2019 г. в размер на 93 355 t, а за модифицирано гориво са заложени, съгласно подаденото от дружеството заявление в размер на 12 921 t.

Дружеството твърди, че така извършените корекции водят до намаляване на дела на въглищата и съответстващите за тях разходи за емисии и хидратна вар за газоочистващата инсталация, но повишават дела на предвидените в комплексното разрешително горива-биомаса и модифицирано RDF над допустимите. Повишаването на този дял би довело до превишаване на предвидените в комплексното разрешително количества горива. Горивата са определени от дружеството в съответствие с изискванията на комплексното разрешително, като през 2019 г. и изминалите месеци на тази година са извършени множество проверки от различни проверяващи и контролни институции и органи, които не са констатирали нарушения в работата на дружеството. Чрез предвидените количества от всеки вид горива, се обезпечава технологичното изпълнение на програмата и всяка промяна в него ще доведе до невъзможност тя да бъде изпълнена и съответно гарантиране доставката на топлинна енергия за клиентите на дружеството.

5. Разходи за консумативи, химикали и реагенти. Дружеството счита, че значителното намаление на разходите по тази позиция до размера на отчетените през 2019 г. е неоснователно и ще възпрепятства изпълнението на задължението за спазване на екологичните изисквания и норми на отделяния серен диоксид. Количествата на хидратна вар при работа на газоочистващата инсталация са за достигане на пределните норми на изпускания серен диоксид от вложените горива за осигуряване на производството. Средномесечното потребление на хидратна вар е 1 100 t, при договорена цена 130,90 лв./t, без ДДС, като годишният разход за нея възлиза на 1 656 хил. лв. За другите реагенти-химикали, киселини и основи за обработка на водата средногодишният разход е 120 хил. лв. и общо по тази позиция разходът възлиза на 1 776 хил. лв.

6. Разходите за емисии парникови газове.

„Топлофикация-Сливен“ ЕАД възразява срещу коригирането им до 82 435 t, тъй като изчисленото количество е за горива, които по видове и количество не съответстват на използваните. Възражението по тази позиция е в пряка връзка с възражението по т. „Разходи за горива и горивен микс“. За предстоящия ценови период, в съответствие със заложените горива за производство, прогнозното количество емисии е 201 459 t. Поради приключване периода на Националния план за инвестиции на Република България за периода 2013 г. - 2020 г. и използвани безплатни квоти по чл. 10а на Директива 2003/87/ЕС, за предстоящия регулаторен период дружеството няма да разполага с безплатни и ще има задължение да закупи цялото количество емисии в размер на 201 459 t. „Топлофикация-Сливен“ ЕАД настоява Комисията да признае посоченото количество, тъй като непризнаването му ще доведе до невъзможност да покрие разходите за емисии, произтичащи от задължението за тяхното осигуряване съгласно законовите изисквания.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия не се приема. Следва да се има предвид, че при възприемане на специфичния подход, избран в счетоводната политика на всяко отделно регулирано дружество, предприятията и техните клиенти няма да бъдат третирани равнопоставено, което е императивно изискване на чл. 23, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка и

доколкото техническите и експлоатационните характеристики на енергийните обекти за пренос на топлинна енергия на всички регулирани дружества са служебно известни на регулаторния орган, е извършена обобщена оценка на техния полезен живот, като е прието за целесъобразно за регулаторни цели да се приемат единни амортизационни квоти за активите в преноса на топлинна енергия. НРЦТЕ и НРЦЕЕ не съдържат 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. 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.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт се приема. Възстановена е коригираната сума от 200 хил. лв. от разходите за ремонт на преносната мрежа на топлинна енергия.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9 % в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през базовата година.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за горива и горивен микс се приема. Количествата горива и съответстващите емисии от CO_2 са представени в следващата таблица.

Показател	Димен-ция	черни въглища	мина Балкан	Брикел	въглища ниско сернисти	мина Балкан 2000	мазут	др. тв. горива биомаса	дизелово гориво	мод. RDF гориво	Общо
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	0,000	91,8200	92,9800	48,6750	45,1900	77,400	100,000	74,1000	91,700	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm^3)	0,000	13,3072	14,0103	8,8850	8,3315	40,000	11,600	41,9850	15,633	
3. Коефициент на окисление:	-	94,37%	94,37%	94,37%	94,37%	94,37%	100%	100,0%	100%	100,00%	
										84,40%	
ТФ Сливен		0,0	29 242	10 598	136 466	30 228	240,00	8 760	1,21	12 921	
емитирани CO_2, t		0,0	33 718,4	13 028,0	55 695,3	10 740,1	743,0	0,0	3,8	1 033,9	114 962

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за консумативи, химикали и реагенти не се приема. В съответствие с т. 20.8 от Раздел I, глава втора от Указания – НВ, разходите за консумативи, като част от променливите разходи, се определят обвързани с единица количество произведена електрическа и топлинна енергия.

6. Възражението на дружеството относно разходите за емисии и парникови

газове се приема.

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) – 174,64 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 174,64 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,21 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,34 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 61,04 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 39 616 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 38 319 хил. лв., от които условно-постоянни – 13 355 хил. лв. и променливи – 24 964 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 23 194 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,59%
- Електрическа енергия– 133 293 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 124 693 MWh
  - от невисокоефективно производство – 8 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 037 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 146 669 MWh

14. „Топлофикация - Габрово“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-11-5 от 01.04.2020 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. I.8.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2019 г., както следва:

- Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 333,07 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 180,36 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- въглища – 179,00 лв./t при калоричност – 3 100 kcal/kg;
- цена на мазут – 837,67 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 140,93 лв./t при калоричност – 2 980 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка за изменение цените на топлинна и електрическа електроенергия за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., както следва:

1. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2019-30.06.2020 г. и отчетните за 2019 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.

1.1.Разходи 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 816 хил. лв. От тях 801 хил. лв. са амортизации за производство и 15 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство са разпределени по следния начин: 135 хил. лв. за електрическа енергия и 666 хил. лв. - общо за двата продукта.

1.2.Разходи за ремонт

Разходите, предвидени за ремонт, посочени в УПР, са в размер на 421 хил. лв., в т. ч. 346 хил. лв. в направление „Производство“ и 75 хил. лв. в направление „Пренос“.

В направление „Производство“ са предвидени следните основни мероприятия: среден ремонт на ЕПГ2; текущ ремонт на ЕПГ8; основен ремонт на ТГ2; други ремонти в топлоизточника.

В направление „Пренос“ са предвидени следните основни мероприятия: подмяна на 1 080 m износена топлопреносна мрежа различни диаметри; подмяна на стари АС.

1.3.Разходи за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

За новия ценови период се предвижда разходите за заплати да бъдат 1 075 хил. лв. или увеличение с 19,4% в сравнение с отчетените за 2019 г. 900 хил. лв. Увеличението е направено по следните причини:

- Увеличение на минималната работна заплата за страната от 01.01.2021 г. с 6,5%;

- Значително изоставане на ръста на заплащане в дружеството, както от средното в отрасъла така и от фирмите в града и региона, което в последните години е довело до отлив на квалифициран управленски и изпълнителски персонал и незаети работни места.

1.4.Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

Общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2019 г. е 344 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 372 хил. лв. Увеличението е с 8,1% основно поради увеличение на съдебните разходи и разходите за материали.

1.5.Приходи от присъединяване и от топлоносител

През новия ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти. През 2019 г. няма реализирани приходи от тези дейности.

1.6. Обосновка на променливите разходи

1.6.1. Прогнозни количества и разходи за горива

Разходите за горива в енергийната част, посочени в променливите разходи, са в съответствие с показателите по Справка № 4 „ТИП-Производство“.

Прогнозната средна цена 179,00 лв./t, без ДДС, на основното гориво – въглища, за новия регулаторен период е изчислена, както следва:

Прогнозното количество необходими въглища за новия период е 3 000 t със средна калоричност 3 100 kca1/kg, като горивният микс се състои от 2000 t обогатено енергийно гориво (ОЕГ) от „Брикел“ ЕАД, със средна калоричност 2 305 kca1/kg, 1 000 t вносни черни въглища марка „Д“от пристанище Свищов със средна калоричност 4 690 kca1/kg. Цената за транспорт е 18 лв./t по дестинацията Гълъбово - Габрово и 14 лв./t по дестинацията Свищов - Габрово.

През прогнозния период се предвижда работа на котела с биомаса с общо количество гориво 15 790 t в съотношение дървесен чипс 11 000 t с калоричност 2 400 kca1/kg и пелети от слънчогледова люспа 4 790 t с калоричност 4 320 kca1/kg. Средната калоричност на микса горива е 2982 kca1/kg. Приложени са копия на действащи договори за доставки на биомаса.

***1.6.2. Разходи за закупена електрическа енергия** – формирани са от количеството електрическа енергия, предназначено за АС, и количествата, закупени извън отоплителния сезон, в който централата няма собствено производство.*

1.6.3. Разходи за външни услуги - *в сравнение с отчетната 2019 г. са завишени с 62 хил. лв., поради нарасналата необходимост от наемане на външни фирми за периодично почистване на ЕПГ8 от облагания на нагревните повърхности и честите ремонти по топлопреносните мрежи.*

1.6.4. Разходи за емисии парникови газове (CO_2)

През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи с въглища и биомаса. При изгарянето на предвидените 3 000 t въглища прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 3 816 t CO_2. Към 31.03.2020 г. дружеството разполага с 3 014 t безплатни емисии CO_2, от които за 2019 г. ще бъдат използвани 715 t. За отчетната 2020 г. дружеството ще разполага с 2 299 t безплатни емисии и през април 2021 г. ще се наложи да закупи недостигащите 1 517 t емисии. При цена 49 лв./t разходите за закупуване на емисиите възлизат на 74 333 лв.

2. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ

Справката е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2019 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 31.12.2019 г.

РБА е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

3. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2019 г., като не включва текущия финансов резултат.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 6,85%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО - 10%.

4. 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 2019 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, противоналегателна парна турбина ТГ3 и противоналегателна парна турбина 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.

- Количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство

Общото прогнозирано количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство е 44 300MWh, от което 34 300 MWh е топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса, и 10 000 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

- Количество 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. Прогнозното количество на топлинна енергия

за собствени нужди е намалено с 3000 MWh в сравнение с отчетния период и е 10 000 MWh.

- Произведено 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 ТГЗ, като количеството произведена електрическа енергия достигне 10 400 MWh.

- Продадено количество електрическа енергия

Предвижда се разходът на електрическа енергия за собствени нужди да бъде увеличен от 3 050 MWh на 3 200 MWh, поради предвидени повече работни часове на ЕПГ2, при което продаденото количество електрическа енергия за прогнозния ценови период да бъде 7 200 MWh.

5. СПРАВКА № 5 - ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 23 000 MWh, като за отопление са 22 900 MWh и за битово-горещо водоснабдяване - 100 MWh.

Топлинна енергия за отопление - *определена е 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 6 500 MWh в сравнение с отчетената през 2019 г. При същите стойности на корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление очакваното количеството топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2020/2021 г. възлиза на 23 000 MWh.*

Топлинна енергия за битово-горещо водоснабдяване - *ограничена е в размер на 100 MWh, поради нежеланието на клиентите да ползват услугата, както и поради сезонната работа на централата.*

Общо прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи – *определено е на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната мрежа и предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2020 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За отчетните 2019 г. и ценовия период от 1.07.2019 г. до 30.06.2020 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 14 230 MWh (46,6%) и 13 702 MWh (45,5%) от изнесената 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 №139/20.10.2005г.*

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 от 1.07.2020 г. до 30.06.2021 г. да бъде намалено до 11 300 MWh, което е 32,94% от отпуснатата към преноса топлинна енергия.

Като резултат от изложеното в т. 1 и т. 2. отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 34 300 MWh.

В резултат на извършените изчисления са прогнозирани необходими годишни приходи от дейността в размер на 6 546 хил .лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 23,39% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 37,52% 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 19,65% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 2,77% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), в следствие на намалените разходи за ремонт с 2,09% и разходите за заплати и възнаграждения с 10,34%. Дружеството не предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -6807,91% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните разходи при условията на намалени продажби на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е отрицателна величина в размер на -7910,16%, вследствие на намалените приходи, спрямо утвърдените от Комисията, при ръст на условно-постоянните разходи, включващи разходи отнасящи се и за нерегулираната дейност.

Съществен момент за „Топлофикация-Габрово“ ЕАД е ниският дял на собствения капитал от 1,05%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 801 хил. лв. на 570 хил. лв. или с 231 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 1 075 хил. лв. на 900 хил. лв. или със 175 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 226 хил. лв. на 217 хил. лв. или с 9 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ са коригирани от 372 хил. лв. на 344 хил.лв. или с 28 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 73 хил. лв. на 64 хил. лв. или с 9 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 1 483 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,84% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирана е цената на въглищата от 179 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 475 kcal/kg на 70,59 лв./$t_{нг}$ (с 108,41 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2019 г. 91,77 лв./$t_{нг}$ при калоричност 4 030 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

- коригирана е цената на биогоривото от 140,93 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2 980 kcal/kg на 103,60 лв./$t_{нг}$ (с 37,33 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2019 г. 105,41 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 032 kcal/kg,съгласно т. 8 от общия подход;

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството както следва:

Показател	**Димензия**	**черни въглища**	**мазут**	**брикети**	**антрацит**	**дърв. чипс, сл. люспа**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	93,2018	77,4000	97,5000	108,3525	112,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm^3)	18,3700	40,0000	13,8499	0,0000	12,6706	
3. Коефициент на окисление:	-	100,00%	100%	100%	100%	100%	
Количества горива	t	**2 870**	**24**	**130**	0,0	**15 790**	

4. Прогнозни емисии CO_2 – 1 483 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 1 483 t X 43,01 лв./t **= 64 хил. лв.**

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 11 300 MWh (32,94%) на 3 500 MWh или със 7 800 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход, като разликата е отразена в количествата за продажба.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 MW.

След проведеното открито заседание на 04.06.2020 г. с писмо с вх. № Е-14-11-9 от 05.06.2020 г. „Топлофикация – Габрово“ ЕАД е представило следното възражение:

1. Дружеството възразява срещу извършеното намаление на **разходите за амортизации** с 231 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. Следвайки този път 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 2019 г. Отчетените разходи за амортизации през 2019 г. са в размер на 808 хил. лв., от които 744 883 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. Към 31.12.2019 г. цялостната амортизация на котел № 8 е 1 924 282 лв.

2. „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.

В прогнозирания разход за заплати и възнаграждения, в сравнение с отчетения за 2019 г., е заложено увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2020 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, 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 1 075 хил. лв. на 900 хил. лв. или със 175 хил. лв. е неоснователно за положението, в което се намира „Топлофикация Габрово“ ЕАД. Вследствие на това дружеството също счита, че допълнителното намаление и на разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са необосновани.

3. Според дружеството **разходите, пряко свързани с регулаторните дейности**, неоснователно се намаляват до стойностите в отчета за 2019 г. Вследствие 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. е некоректно.

4. Относно начина на определяне на **среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал,** която е коригирана от 6,84% на 3,24%. Дружеството не е съгласно с приравняването ѝ към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2019 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. Дружеството счита за необосновано намалението на средната цена на въглищата със 108,41 лв./t и на средната цена на биомаса с 37,33 лв./t, както и промяната на заложените качествени показатели на горивата.

От края на 2019 г. и началото на 2020 г., поради общо повишаване на цените на горивата, са в сила нови договори за доставка на горива. Отчетените цени на горивата за 2019 г. са достигнати на база действащите доставни цени за двата ценови периода. За новия регулаторен период, съобразено с производствената програма, дружеството е прогнозирало средна цена на гориво - въглища 179,00 лв./t при калоричност 3100 kcal/kg и средна цена на гориво - биомаса 143,93 лв./t при калоричност 2980 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 и биомаса, определените цени съответно 70,59 лв./t, без ДДС, за гориво - въглища и 103,60 лв./t, без ДДС, за гориво - биомаса, дружеството няма да може да спазва условията по действащите договори с доставчиците на горива. Същото би довело до предпоставка за неизпълнение на основната дейност, а именно производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия.

6. При установено намаляване на безплатните квоти за емисии, **разходите на дружеството за закупуване на квоти** при борсови цени се увеличат. Признаването на тези разходи 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. Дружеството счита, че цената от 22 евро/t CO_2, която е определена за новият период е нереална, тъй като към момента тя е 25 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.

7. По отношение **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия**.

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 2020 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 със 7 800 MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации не се приема. Следва да се има предвид, че при възприемане на специфичния подход, избран в счетоводната политика на всяко отделно регулирано дружество, предприятията и техните клиенти няма да бъдат третирани равнопоставено, което е императивно изискване на чл. 23, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка и доколкото техническите и експлоатационните характеристики на енергийните обекти за производство на топлинна и електрическа енергия на всички регулирани дружества са служебно известни на регулаторния орган, е извършена обобщена оценка на техния полезен живот, като е прието за целесъобразно за регулаторни цели да се приемат единни амортизационни квоти за активите в производството. НРЦТЕ и НРЦЕЕ не съдържат 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. 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. Неприемлива е нормата за амортизация на котела на биомаса от 30%. Подобни норми, макар и възможни за начисление съгласно закона за счетоводството, натоварват необосновано цените и не са в съответствие с техническия живот на съоръженията.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, не се приема. Задържането на разходите на нивото на

отчетените през базисната година е условие за запазването на клиентите на топлинна енергия, при високо, непазарно ниво на цената на енергията от ВЕКП. Дружеството неоснователно счита, че вследствие на некоректни платци ежегодно съдебните му разходи се увеличават и запазването им на постоянно ниво е невъзможно, тъй като дружеството получава приходи от спечелените съдебни процеси от дела, заведени през предходни години, които комисията не е приспаднала от необходимите приходи.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на норма на възвръщаемост на привлечения капитал не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. Допълнително съображения са изложени в т. 3 от общия подход.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на средните цени на въглища и биомаса не се приема. Задържането на цените на горивата на нивото на стойността от базисната година е условие за задържането на клиентите на услугата, а оттам и функционирането на дружеството. При драстичния спад на цените на всички горива на международните пазари, увеличаване на цените на въглищата и биомасата на регионалния пазар е неприемливо от регулаторна гледна точка.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO_2**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

7. Възражението на дружеството относно корекцията в справка № 5 „ТИП в преноса“ не се приема. Технологичните разходи по преноса са функция както на лошото състояние на мрежата, нейните характеристики, така и от намаляващата консумация на топлинна енергия, вследствие неконкурентна цена. При мрежа в относително добро състояние поддържането на технологични разходи по преноса 46,60% и отчетна цена на топлинната енергия от 241,24 лв./MWh, без ДДС обрича дружеството на несъстоятелност, без прилагане на регулаторни и управленски действия. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. В случая е извършена оценка и е разгледан допустимият размер на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които могат да се приемат за целите на ценообразуването. Следва да се има предвид, че в чл. 32, ал. 1 от ЗЕ е регламентирано правомощие на Комисията да регулира цените чрез прилагане на различни методи за регулиране, включително, да определя показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В случая са приложени показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В тази връзка в т. 6 от общия подход са посочени гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия. От друга страна, като ценообразуващ елемент, количествата топлинна енергия са изрично дефинирани в чл. 11 от НРЦТЕ: „Комисията утвърждава прогнозните количества за целите на ценообразуването, включително отпуснатата към преноса топлинна енергия, и за продажба въз основа на оценка на отчетените и прогнозните количества, представени от енергийните предприятия в съответствие с указанията по чл. 4, ал. 5“. В тази връзка прогнозните количества се

утвърждават за целите на ценообразуването, като Комисията има право да извърши оценка на представените от енергийните предприятия отчетни и прогнозни количества, както и да утвърди различен от предложения прогнозен размер, при спазване на разпоредбите на ЗЕ.

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) – 293,38 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 293,38 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 203,95 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 99,16 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 5 166 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 521 хил. лв. и променливи – 2 586 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 827 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 30 800 MWh

<u>15. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД</u>

С писмо вх. № Е-14-24-6 от 03.04.2020 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. I.8 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода – 44,72 лв./MWh, без ДДС.

Обосновката на дружеството е следната:

СПРАВКА № 1 – „Разходи за производство на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е разработена на база отчетни данни за 2019 г. Прогнозните разходи са разделени на условно–постоянни разходи и променливи разходи, съгласно Указания-НВ.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципа 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. Разделянето на общите разходи на Електропроизводство 2 на разходи за производство на електрическа енергия и за производство на топлинна енергия се основава на дела на количеството електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на произведената топлинна енергия, чрез т. н. „коефициент на редукция“. Делът на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство. 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 двата продукта 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 248 хил. лв. и съставляват около 6 % от общите разходи за производство и пренос на топлоенергия.*

Разходите за пренос *по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 3 800 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2019 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, отнесени към общите разходи.

Съгласно Указания-НВ и в съответствие с чл. 37 от ЗЕ, 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 стопански и битови потребители в гр. Козлодуй, се отнасят в отделна счетоводна сметка 611/2 – Разходи за производство и пренос на топлоенергия.

Преките разходи, *отчетени за 2019 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 388 хил. лв.*

На основание чл. 21 от НРЦТЕ, от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите присъединяване на клиенти към мрежата и от услуги по директно възлагане от клиенти на стойност 16 хил. лв.

Разпределени разходи - *В отчетените за 2019 г. разходи за пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 521 хил. лв. както следва:*

- Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2019 г., персоналът, зает в цех ТС, е 65 души и коефициентът на разпределение е 0,0274 (разчетен на база численост на персонала -2 368 бр.). Разпределените социални разходи за ТС са на стойност 1 227 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).

Общо производствените разходи се разпределят на база на коефициент, формиран от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи за всички обекти.

Административни разходи *се разпределят между двата продукта на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности- електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия и за 2019 г. са в размер на 510 хил. лв. За целите на ценообразуването, спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 377 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.*

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. са на стойност 4 048 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 4 099 хил. лв.

СПРАВКА № 2 - Регулаторната база на активите

Регулаторната база на активите към 31.12.2019 г. е в размер на 8 298 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2019 г., пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 9 084 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 1 185 хил .лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 399 хил. лв. За целите на ценообразуването оборотният 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 Указания-НВ.

СПРАВКА № 3 - Норма на възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост е 0,61% 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 4,17% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2019 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2019 г., в зависимост от финансовите условия на Заемното споразумение с Евратом. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

СПРАВКА № 4 - ТИП в 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 през настоящия регулаторен период в резултат от топлата зима. През новия регулаторен период се очаква произведената топлинна енергия от бойлерните установки на блоковете и размерът на собствените нужди да са повече от отчетните данни за 2019 г.

СПРАВКА № 5 - ТИП в преноса

Сумарното прогнозно количество реализирана топлинна енергия в периода юли 2020 – юни 2021 г. се базира на отчетните данни за 2019 г. и прогноза за повишение на потреблението, поради присъединяване на нови обекти.

Общото количество топлинна енергия за реализация е 86 732 MWh.

Образуване на цената

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 – 44,72 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 099 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 048 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 014 хил. лв. и променливи – 35 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 298 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 0,61%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 86 732 MWh

16. „КОГРИЙН“ ООД - гр. ПЪРВОМАЙ

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 02.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа 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 по т. I.5, справки по ЕССО, прогнозна информация по т. II.2, действащи договори за доставка на природен газ и за изкупуване на електрическа енергия.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. преференциална цена на електрическа енергия – 188,33 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 350,00 лв./knm^3 или 37,63 лв./MWh, при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3 и акцизна ставка на природния газ – 0,60 лв./GJ.

Обосновката на „Когрийн“ ООД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е следната:

Дружеството експлоатира два когенератора за производство на електрическа и топлинна енергия с обща мощност 6,66 MW.

Консуматорите на полезна топлинна енергия от инсталацията са пряко присъединени клиенти, оранжерийните предприятия на площадката, които чрез собствени тръбопроводи получават топлинна енергия – гореща вода, директно от топлинната схема на „КОГРИЙН“ ООД. Измерването на топлинната енергия се извършва с топломери – търговски прибори, в точката на вземането при топлинните акумулатори. Всички съоръжения са доставени през 2011 г. и въведени в експлоатация в края на м. април 2012 г.

▪ ***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 за 2020 г. –*** *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 ДМА на дружеството към 31.12.2098 г. са на стойност 10 147 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. Дружеството посочва, че в справките за цени, подавани в КЕВР до настоящия момент, е допускана техническа грешка, като е подавана стойността само на единия когенератор, като в настоящите ценови справки техническата грешка е отстранена. Приложен е линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма съгласно Указания-НВ - за 15 години.*

▪ ***Размерът на оборотните средства*** *е изчислен в съответствие с Указания-НВ.*

▪ ***Разходите за материали*** *са на база прогнозни разходи за съответните консумативи за инсталацията като: масло за допълване и смяна; етилен гликол; леватит и други химикали за омекотителната инсталация.*

▪ ***Разходи за външни услуги*** *включват задължителни застраховки на оборудването и служителите; абонаментно поддържане на прибори и инсталации; разходи за охрана и други услуги.*

▪ ***Разходите за ремонт*** *се формират основно на база договор със специализирана фирма за сервизно и текущо ремонтиране на агрегатите.*

▪ ***Трудовите разходи*** *съответстват на одобрения щат на фирмата.*

▪ *Към „**Други разходи**“ са отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.*

▪ ***Променливи разходи*** *– над 80% от тези разходи са разходите за гориво. Те са формирани при настояща цена на природния газ – 290,00 лв./knm^3. Разходите за природен газ са изчислени, като са отчетени разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, като работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на*

оранжерийните комплекси, температурните условия.

▪ ***Нормата на възвръщаемост*** *е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7%, съгласно Указания-НВ и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения 7,51%, съгласно договорите за кредит.*

<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 2019 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 2019 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 с 180 хил. лв., 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;

- 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 7,50% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,73 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,2+25 = 30,2 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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) – 177,44 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 177,44 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,01 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

▪ Необходими годишни приходи – 7 693 хил. лв., в т. ч.:

o Разходи – 7 313 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 511 хил. лв. и променливи – 3 802 хил. лв.

o Регулаторна база на активите – 11 583 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 3,28%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

С писмо с вх. Е-14-70-1 от 01.04.2020 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. Към заявлението не е приложена информация по т. I.8 от Писмото.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия– 151,44 лв./MWh, без ДДС, изчислена при среднопретеглена цена на природния газ – 311,68 лв./knm^3 (без ДДС).

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма

Натовареността на двата двигателя в централата през новия ценови период е прогнозирана на база предвижданата производствена програма на дружеството и климатичните условия в района.

Производствената програма на ТЕЦ „500 дка“ за периода 2020 г. - 2021 г. е представена в табличен вид.

2. Регулаторна база на активите (РБА)

За целите на изчисляване на РБА стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2019 г., в размер на 4 985 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид.

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.

***В цената на поддръжката влиза**: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 , текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2000 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. Променливи разходи

Променливите разходи за прогнозна 2020 г. – 2021 г., са както следва:

• разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд)	*- 61 хил. лв.*
• разход за вода	*- 1 хил. лв.*
• разход за ел. енергия	*- 4 хил. лв.*
• разходи за акциз на природен газ	*- 125 хил. лв.*
• разходи за външни услуги	*- 10 хил. лв.*

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. са заложени следните прогнозни условно-постоянни разходи при работа и на двата ко-генератора:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с

изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) - 573 хил. лв.
- разходи за ремонт - 550 хил. лв.
- разходи за заплати - 280 хил. лв.
- разходи за соц. осигуровки - 60 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 428 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на Указания-НВ, според които 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.

*- **I-ви етап**:*

- м. май 2014 г., „Оранжерии Гимел“ АД е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към „Сибанк“ АД и „Интерлийз“ ЕАД от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършените до момента самоучастия по проектите под формата на инвестиционен кредит.

Представена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“.

***II-ри етап**: През м. март 2015 г. „Оранжерии Гимел“ АД е подписало нов договор за кредит с „Уникредит Булбанк“ АД за финансиране на II-ри етап от когенерационна инсталация с 20% самоучастие.*

При така зададените изходни параметри, нормата на възвръщаемост за периода 2020 г./2021 г. е 4,73%.

<u>Образуване на цената</u>

В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 262 хил. лв. или с 18 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 60 хил. лв. на 58 хил. лв. или с 2 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,45% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,90 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,2+41 = 46,22 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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) – 164,67 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 164,67 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 75,24 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 337 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 150 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 870 хил. лв. и променливи – 2 280 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 433 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,43%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh

18. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

С писмо с вх. Е-14-70-2 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно писмото на КЕВР с изключение на информацията по т. I.8 от Писмото.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия– 148,93 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена при среднопретеглена цена на природния газ – 311,63 лв./knm^3 (без ДДС), в т. ч.:

- цена на природен газ – 276,10 лв./knm^3;
- цена за пренос – 4,20 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 31,33 лв./knm^3.

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма

Работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период - 01.07.2020 - 30.06.2021 г. е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в „Оранжериен комплекс 200 дка“. Производствената програма на ТЕЦ „200 дка“ за периода 2020-2021 г. е представена в табличен вид.

2. Регулаторна база на активите (РБА)

За целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2019 г., в размер на 7 461 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид.

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.

***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 2000 и 6000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи,*

междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2000 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. Променливи разходи

Променливите разходи за прогнозна 2020 г. – 2021 г. са, както следва:

• разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 30 хил. лв.
• разход за ел. енергия - 14 хил. лв.
• разходи за акциз на природен газ - 161 хил. лв.
• разходи за външни услуги - 38 хил. лв.

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. са заложени следните прогнозни условно-постоянни разходи при работа и на двата ко-генератора:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) - 850 хил. лв.
- разходи за ремонт (съгласно описано в ремонтна програма) - 464 хил. лв.
- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) - 280хил. лв.
- разходи за соц. осигуровки - 59 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 463 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на Указания-НВ, според които 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

Структурата за финансиране на когенерационната инсталация на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е, както следва:

*- **I-ви етап**: договор за инвестиционен кредит № 386/09.05.2014 г. със срок на изплащане 138 месеца.*

*- **II-ри етап**: Изпълнен съгласно Договорно споразумение 002 за инженеринг, реализация и строителство „до ключ“ (EPC) съгласно Общите условия на „Сребърната книга“ – Първо издание 1999 г. и споразумение от 25.10.2013 г. от „Бавариан Енерджи“ АД, като сумата по договора е разсрочена на 60 бр. равни месечни вноски.*

Поради забавяне в плащанията от страна на „Оранжерии Гимел“ АД, „Бавариан Енерджи“ АД цедира вземането си по цитирания по-горе договор на фирмата-майка „Гимел“ АД през м. декември 2015 г. е стартирала процедура по увеличение на капитала на „Оранжерии Гимел“ АД със сумата на цедираното вземане. В резултат на което, финансирането на втори етап от когенерационната централа е трансформирано във финансиране със собствен капитал.

При така зададените изходни параметри нормата на възвръщаемост за периода 2020 г./2021 г. е 6,37%.

<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 265 хил. лв. или с 15 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 59 хил. лв. на 56 хил. лв. или с 3 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,45% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,59 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,17+41=46,17 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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) – 160,03 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 160,03 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 70,60 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 5 366 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 000 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 099 хил. лв. и променливи – 2 902 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 980 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh

<u>19. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“</u>

С писмо с вх. Е-14-73-1 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител отчетна и прогнозна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството заявява, че предвид обявеното извънредно положение в страната и удължаването на сроковете за предоставяне на годишни финансови отчети за 2019 г. с всички пояснителни приложения към тях, включително доклад за дейността, същите ще бъдат представени в КЕВР след приключването им.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. преференциална цена на електрическа енергия – 199,07 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена цена на природния газ – 310,72 лв./knm^3 33,40(без ДДС), при калоричност 8 000 kcal/knm^3, която включва:

- цена на природен газ - 276,10 лв./knm^3
- цена за пренос - 4,20 лв./knm^3
- цена за капацитет - 30,42 лв./knm^3

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено

следното:

*1. **Производствената програма е** разработена при следните изходни параметри:*

- начална дата на прогнозите	*- 01.07.2020 г.*
- номинална инсталирана електрическа мощност	*- 3,044 MW*
- номинална инсталирана топлинна мощност	*- 3,035 MW*
- нормално средногодишно натоварване на когенератора	*- 85%*
- електрическа мощност при 85% натоварване	*- 2,600 MW*
- топлинна мощност при 85% натоварване	*- 2,592 MW*

Дружеството е представило по месеци за предстоящия ценови период подробна производствена програма, в която са посочени прогнозни количества произведена електрическа и топлинна енергия, количество електрическа и топлинна енергия за собствена консумация, прогнозни количества електрическа енергия за продажба и прогнозни количества топлинна енергия, отпусната от централата.

***2. Инвестиционна програма** – отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите при определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран способ, 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.; 5 950 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД. Натрупаните амортизационни отчисления на активите за периода на ползване, т. е. към 31.12.2019 г., са както следва: 95 хил. лв. – за сгради и 2 392 хил. лв. – за сгради за 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.*

***3. Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя и съгласно условията на договор за поддръжка от Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 GS N.L. от 0 до 59 999 моточаса на двигателя, а именно:*

В цената на поддръжката са включени: разходи за 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 материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 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 влизат: разходи за смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, др. консумативи и провеждане на инспекции.

***4. Променливи разходи –** изчислени са при следните изходни параметри: начална дата на работа на когенератора – 01.07.2020 г. и цена на природен газ – 310,72 лв./knm^3.*

Към променливите разходи са включени и следните:

- Разходи за консумативи (масло, грес, вкл. труд) – 24 хил. лв. Те са изчислени на база часове работа на двигателя.

- Разходи за електрическа енергия – 20 хил. лв.

- Разходи за акциз на природен газ – 50 хил. лв.

5. Условно – постоянни разходи:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) - 411 хил. лв.

- разходи за ремонт (съгласно ремонтна програма) – 210 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 223 хил. лв.

- разходи за социални осигуровки – 43 хил. лв.

- разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 337 хил. лв.

6. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала *– при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала“ на Указания-НВ, според която „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“.*

Посочва се, че през м. май 2014 г., „Оранжерии Гимел II“ ЕООД е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към ПИБ АД /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.

Дружеството посочва, че собственото участие в проекта е било рефинансирано от „Уникредит Булбанк“ АД, както е посочено по-горе, а през 2019 г. от „Обединена Българска Банка“ АД.

При така зададените изходни параметри, дружеството е изчислило среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 3,37%.

<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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 3,37% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,11 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 4,2+30,42=34,62 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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) – 189,84 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 189,84 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,41 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 279 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 136 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 224 хил. лв. и променливи – 912 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 424 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,24%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 594 MWh

20. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-76-2 от 03.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за предстоящия ценови период;
- справки с отчетна информация за 2019 г. по прилагането на ЕССО;
- отчетна и прогнозна информация по II.2 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия– 253,52 лв./MWh, без ДДС.

Изчисленията са извършени при цена на компресиран природен газ – 659,46 лв./knm^3, без ДДС.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 422 хил. лв. на 93 хил. лв., или с 329 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 105 хил. лв. на 98 хил. лв. или със 7 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,35% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,43 лв./MWh;
3. Цена на доставка с авто цистерна до обекта на потреблението 184,46 лв./knm^3

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) – 194,53 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 194,53 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,10 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 692 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 632 хил. лв., от които условно-постоянни – 868 хил. лв. и променливи – 1 764 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 731 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,43%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 800 MWh

21. ЧЗП „Румяна Величкова“

С писмо с вх. № Е-14-59-1 от 30.03.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението не са приложени:

- договор за продажба на електрическа енергия за 2020 г.;
- договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него;
- справки с отчетна информация за 2019 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството предлага за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 124,32 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за определяне цена на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 318,00 лв./knm^3, без ДДС.

В представената от ЧЗП „Румяна Величкова“ обяснителна записка към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия се посочва следното:

Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на един нов газов когенератор, тип „BHKW JMS 612 GS-N.LC“, производство на „Йембахер“ – Австрия, с инсталирана електрическа мощност 1 850 kW и топлинна мощност 1820 kW. Когенераторът е изграден в оранжерията на ЧЗП „Румяна Величкова“ в с. Трудовец, Ботевградско. Когенераторът е въведен в експлоатация в началото на 2008 г.

1. Производствена програма

Дружеството посочва, че производствената програма на когенератора е подчинена на работата на оранжерията.

През 2018 г., както и през предходната година, оранжерията е работила по схемата на януарско засаждане, с намерение за рекултивация през летните месеци. Поради различни производствени и пазарни причини рекултивация през летните месеци е извършена частично, но оранжерията е отоплявана и когенераторната инсталация е работила.

През 2019 г. когенераторът е работил 4 100 h, като е произведена 7 650 MWh електрическа енергия и е опусната 7 885 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

През 2020 г. се предвижда оранжерията да работи при януарско засаждане и рекултивация през летните месеци и производство до края на годината, така се очаква когенераторът през следващия период да изработи около 4 000 h.

Предвижда се следното производство:

- Електрическа енергия бруто – 7 560 MWh

- Продажби на ЕРД – 7 075 MWh

- Топлинна енергия за собствено потребление в оранжерията – 7 980 MWh

2. Разход на гориво

Електрическият КПД на инсталацията през годините е устойчиво 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 2019 г.

3. Амортизационни отчисления

Дружеството през 2019 г. е извършило текущ ремонт на когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за експлоатационен сервиз с фирмата, която сервизно обслужва когенерационната инсталация. Обемът на ремонтните работи е текущ ремонт и смяна на износени части, предвиждани за 22 000, 24 000, 26 000 h експлоатация.

Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2019 г. възлизат на 1 108 хил. лв.

Дружеството е приложило списък на дълготрайни материални активи и тяхната отчетна стойност към 31.12.2019 г.

4. Разходи за труд

Поради ограничения персонал през последните години са били допуснати няколко аварии и когенерационната инсталация е увеличила неприемливо престоя за ремонт. Поради това дружеството е назначило супервайзер. За следващия регулаторен период дружеството предлага разход за труд с няколко % по-висок от направените разходи за труд през 2019 г.

5. Други разходи

Другите разходи включват обичайните разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, главно масло за доливане и смяна и на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, електрическа енергия, химикали и външни услуги.

Променливите разходи, повечето от които покриват разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

Дружеството посочва, че през 2018 г. и 2019 г. 100% от произведената от комбинирания модул топлинна енергия е използвана за производство на растителна земеделска продукция.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 155 хил. лв. на 64 хил. лв. или с 91 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 90 хил. лв. на 88 хил. лв. или с 2 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 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.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените- Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,16 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,2+78 = 82,41 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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) – 138,70 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 138,70 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 49,27 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 327 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 274 хил. лв., от които условно-постоянни – 336 хил. лв. и променливи – 938 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 949 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 075 MWh

<u>22. „Алт Ко“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-58-1 от 15.04.2020 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 утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. преференциална цена на електрическа енергия – 136,33 лв./MWh, без ДДС, със следните компоненти:

- прогнозна пазарна цена на електрическа енергия – 90,49 лв./MWh;
- премия по чл. 33 ЗИД на ЗЕ във връзка с чл. 36и, ал. 1 от ЗЕ – 45,84 лв./MWh.

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 330,00 лв./knm^3 (без ДДС) или 34,82 лв./MWh, с калоричност 8 150 kcal/knm^3.

Дружеството е представило следната обосновка:

*1. Прогнозната **производствена програма** е малко надвишена, което се дължи на необходимостта от повече топлина в оранжериите, поради по лошо време в определени периоди.*

*2. **Разходите за ремонт** са основно за текущи ремонти. Извършват се от фирма „Филтър“ ООД, която е ексклузивен сервизен представител на производителя „Йембахер“ ГМБХ, в съответствие с договор за поддръжка, който е предоставен от „Алт Ко“ АД в предходни ценови периоди.*

3. През 2019 г и по време на ценовия период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. в централата не са извършвани мероприятия с инвестиционен характер.

4. По отношение изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ централата подава цялата произведена топлина за отглеждане на растителна продукция в оранжерия.

5. В отчетите и прогнозите, свързани с предложението за преференциална цена на електрическа енергия, не са включени разходи за технологични загуби при пренос, тъй като разстоянието между централата и консуматорите на топлина е малко и практически няма „пренос“ на топлинна енергия.

6. Дружеството не предвижда прогнозни разходи за закупуване на CO_2 квоти за емисии парникови газове, тъй като централата не е включена в системата за контрол и

отчитане на вредни емисии.

7. В Приложение № 2 месечната цена на природния газ е получена като сумите, платени за природен газ (без включени наказателни плащания) в отделните месеци са разделени на получения през месеца природен газ. Посочва се, че това е направено така защото в отделните месеци са извършени корекции на количеството заявен и получен природен газ и корекции на съответните капацитетни продукти, което неминуемо води до различна цена на природния газ в отделните месеци. Прогнозната цена на природния газ в размер на 330,00 лв./knm^3 е получена с отчитане цената на му от 01.04.2020 г. и цената на капацитетните продукти, в т. ч. и нововъзникналите точки на газоподаване.

Посочва се, че Приложение № 5 не е разработвано поради несъвпадение на периодите от време, посочени в него, и отчетните и прогнозни периоди на дружеството.

8. Дружеството е представило и прогнозни данни за разпределението на произведената ел. енергия, собствените нужди на централата, собственото потребление и остатъкът за продажба.

9. В прогнозните данни за новия ценови период са включени прогнозни разходи за основен ремонт в размер на 520 000 евро (1 017 хил. лв.), въз основа на получени от фирма „Филтър“ ООД оферти за основен ремонт, както и за текущ ремонт и поддръжка на когенератора в размер на 16,5 евро/h (32,2712 лв./h).

В справка № 3 е вписана стойност на амортизациите 333 хил. лв. вместо отчетените до сега 265 хил. лв. и инвестиционни разходи 1 017 хил. лв. Стойността на амортизациите в размер на 330 хил. лв. е включена и в прогнозата, разработена в справките от № 1 до № 9.

В ценовите справки е прогнозиран ремонт и поддръжка на база посочената по-горе часова ставка, като стойността е повишена с 22 хил. лв. спрямо предходния ценови период. Дружеството посочва, че планираният ремонт налага и повишаването на средствата за работна заплата с 15 хил. лв. спрямо предходния ценови период, доколкото се налага подмяна на поддържащия персонал с такъв с по-висока квалификация или допълнително обучение на наличния състав.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 333 хил. лв. на 264 хил. лв. или с 69 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 180 хил. лв. на 165 хил. лв. или с 15 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 30 хил. лв. на 26 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 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.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 33,20 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната

мрежа – 5,2+59,34 = 64,54 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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) – 148,11 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 148,11 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 58,68 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 538 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 478 хил. лв., от които условно-постоянни – 653 хил. лв. и променливи – 825 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 081 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 930 MWh

<u>23. „Брикел“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-31-2 от 31.03.2020 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 – 230,45 лв./MWh.
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 65,87 лв./MWh.

Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглищата – 88,91 лв./t с калоричност 2 471 kcal/kg;
- цена на мазут – 854,03 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg;

Обосновката на дружеството е следната:

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производствената програма за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 8,07% повече от отчетената през базисния период и е в размер на 1 658 414 MWh.

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 4 879 MWh или 25,56%.

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.

Единственият потребител на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

Количеството електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 и чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство ВЕКП при ΔF>=10%.

Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 546 487 MWh , а за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. се планира да бъдат произведени 603 900 MWh.

В производствената програма през 2019 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 374 558 MWh. За периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. се планира това количество, при условията на чл. 100 ал. 6 от ЗЕ да 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. „Брикел“ ЕАД и фонд „Сигурност на електроенергийната система“ е подписан договор за компенсиране с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ № ВЕКП 2/27.06.2018 г.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период 01.07.2020 г.-30.06.2021 г., са планирани на база отчетните данни през базовата 2019 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:

Планирано е запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 27,70%, спрямо отчетените през базовата 2019 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 Указанията-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза):

За периода 01.07.2019 г.—30.06.2020 г. дружеството е изготвило ремонтна програма, за обезпечението на която са необходими 3 046 хил. лв.

Ремонтите са извършвани, въпреки корекциите на разходите за ремонт, като е извършена голяма част от предвидените дейности1 с цел съоръженията да се поддържат в добро техническо състояние и годни за експлоатация.

Общата стойност на отчетените разходи през 2019 г. възлиза на 2 384 хил. лв., което са разходи с 91% повече от одобрените.

Поради невъзможността за осигуряване на средства за извършване на всички заложени основни ремонти на съоръженията, основният ремонт на ТГ № 2, не е приключен по график и е удължен и през 2020 г.

През ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 2 622 хил. лв. Те са изчислени на база отчетните данни през базовата 2019 г. и изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание дългият срок на експлоатация на съоръженията, липсата на средства за реализиране на необходимите обеми в пълен размер и сформираните ремонтни звена в дружеството.

Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение са описани в приложената ремонтна програма за новия ценови период.

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, за поддържане в изправно и работоспособно състояние на сградите и съоръженията на дружеството. 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.

Инвестиционна програма

В дружеството е в ход инвестиционна програма, която се изпълнява и през изминалия регулаторен период.

Отчетът се отнася за извършените разходи за инвестиции на база фактически констатации по проекти, заложени в бизнес-плана на „Брикел“ ЕАД, както и разходи за одитиране на проекти, включени в НПИ на Р България за периода 2013 г. – 2020 г. с Решение на Европейската комисия С(2012) 4560 от 06.07.2012 г.

Във връзка с изискванията на ЗЧАВ, въведени със ЗДИ ЗЧАВ (ДВ бр. 81 от 15.10.2019 г.) относно изграждане на система за видеонаблюдение и контрол на всички точки на подаване на горива към големи горивни инсталации и задължения за осигуряване на условия и възможности за контрол от страна на съответната РИОСВ и органите на местното самоуправление върху влаганите горива при работа на горивните инсталации, от 19.09.2019 г. е изградена и въведена в експлоатация собствена система за видеонаблюдение и контрол. Като камери са монтирани и функционират, освен на всички точки на подаване на гориво към котелен цех, така също и на въглищно стопанство (т. е. на мястото за съхранение на горивото по смисъла на законовата разпоредба).

Общата изразходвана сума за 2019 г. за инвестиции е 11 875 хил.лв., реализирани по 8 инвестиционни проекта, 5 от които са включени НПИ. В прогнозните разходи за амортизации за новия ценови период, които участват при формиране на признатите разходи за регулаторни цели, са добавени разходите за амортизации, произтичащи от закритите проекти в размер на 10 хил. лв.

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 31.12.2019 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 195 927 хил. лв.

Дружеството 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.

За ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. оборотният капитал за производство е в размер на 17 826 хил. лв, като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнася 17 797 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия – 29 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 2019 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,88%.

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 разходите за амортизации са на нивото на 2019 г., увеличени с годишната амортизационна норма на закритите проекти.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Средната работна заплата през 2019 г. е 1 244 лв. Отчита се увеличението на минималната работна заплата в страната от 01.01.2020 г. с 9% от 560 лв. на 610 лв., което води до ръст на разходите в дружеството. Предвижда се увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 10%.

Дружеството счита, че увеличение отново няма да позволи наваксване и достигане на конкурентноспособност на пазара на труда, тъй като заплатите в дружеството са под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“.

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2019 г. възлизат на 12 174 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 9 429 хил. лв. и за осигуровки 2 745 хил. лв.

За периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. разходите за заплати са завишени на 10 372 хил. лв. и съответно с 3 001 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 2019 г. с 4% на 5 043 хил. лв.

Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период. Голяма част от тях са коригирани с размера на отчетения от НСИ ръст на инфлацията, която също ще доведе до увеличаване на УПР, като увеличение на разходите за материали за текущо поддържане, изпитания на съоръженията, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н.

Разходите на горива са запазени на нивото на базисната 2019 г., поради срив в цените на петрола в началото на месец март 2020 г. се очаква горивата да продължат да поевтиняват.

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 2019 г.

В променливите разходи се включват: основното гориво за производство, гориво за разпалване - мазут, разходи за закупени въглеродни емисии „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.

Основно гориво

Въглища *- за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., в съответствие с указанията на Комисията, горивният микс на дружеството е планиран и включва само горива, посочени в КР № 40-Н1/2011 г.: сурови въглища, доставяни директно от производител без обработка; обогатени енергийни въглища /ОЕГ/ - продукт, който се получава от суровите въглища в брикетна фабрика след обработка и сушене.*

Разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ, са изчислени на база отчетни стойности за базовата година. „Брикел“ ЕАД е едно сложно и особено предприятие, в което се преплитат енергийни потоци. Това преплитане на енергийни потоци се отразява и достига до изчисляване стойностите на различните продукти, произвеждани в дружеството.

Смесено гориво – обработено и складирано с показатели за горене в котлоагрегатите. Сместа се състои от няколко компонента – сурови въглища, ОЕГ и ОЕГ-брак, т. е. браковата продукция от Брикетна фабрика.

При определяне на разходите за гориво са взети предвид определените от „Мини Марица изток“ ЕАД транспортни и маневрени такси за ползване от страна на „Брикел“ ЕАД на ЖП услуги и превозни услуги, предлагани от „Мини Марица Изток“ ЕАД.

Дружеството прилага за отчетна средна цена на горивен микс за 2019 г., от която е видно, че цената на микса е 88,90 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2 471 kcal/kg.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2020 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 88,91 лв./t при калоричност 2 471 kcal/kg.

***Гориво за разпалване** (мазут) – разходите са запазени на нивото на 2019 г.*

Разходите за въглища през новия ценови период спрямо 2019 г. са с 95 341 t повече, поради очакваното по-голямо производство на електрическа и топлинна енергия, като към настоящия момент дружеството посочва, че все още не е получило разрешително за използване на друг вид горива.

Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация в дружеството да бъде реализирана с по-ниски специфични разходи на гориво както следва:

За електрическа енергия от 214,76 g/kWh на 211,36 g/kWh;

За топлинна енергия от 118,27 kg/MWh на 119,02 kg/MWh;

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 за новия ценови период възлизат на 267 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 4 757 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 в съответствие с увеличената производствена програма, а цените - на база постигнатите резултати за 2019 г.

„Разходите за консумативи“- за новия ценови период възлизат на 1 223 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 новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2019 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

„Разходите за външни услуги“ за новия ценови период възлизат на 519 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Квоти емисии на парникови газове.

Поради голямото количество изгаряни въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Въглищата се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Поради постоянното нарастване на цените на емисиите на борсата, дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса и отпадъци RDF, с цел

намаляване на емитираните количества CO_2, до момента няма издадено Комплексно разрешително за друг вид гориво.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове през базовата 2019 г. са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии CO_2 за 2019 г. в размер на 351 248 t. Приспаднати са безплатните квоти в размер на 121 445 t, които са отпуснати на дружеството за 2020 г., отбелязва се че те вече са заверени по сметката на дружеството в европейския регистър и ще бъдат усвоени за 2019 г. и предвидените квоти срещу инвестиции за 2019 г. в размер на 80 681 t, като се очаква да бъдат заверени по сметката на дружеството през месец април 2020 г.

В ценовия модел разходите за парникови газове са изчислени за закупуване на 149 122 t (351 248-121 445-80 681=149 122) по цена 25 евро/t, в съответствие с указанията на Комисията.

Прогнозното количество CO_2 за периода от 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. емитирани от цялото производство, са изчислени на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма. Включени са само горива, посочени в КР № 40-Н1/2011 г..

Изчислено е прогнозното количество необходими за закупуване от дружеството емисии CO_2 в размер на 580 564 t (576 155 t от въглища и 4 409 t от мазут).

Дружеството няма отпуснати безплатни квоти за емисии CO_2 (чл. 10в, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО), за инвестиции за 2020 г., а само безплатни квоти за производство на топлинна енергия за 2020 г. в размер на 121 445 t, които вече са усвоени за покриване на задълженията за 2019 г., а за 2021 г. „Брикел“ ЕАД няма разпределени такива.

Приложена е справка за усвояването на безплатните квоти за производство на топлинна енергия за предходната година, а не в годината, за която са разпределени. Приложена е справка за отпуснати и усвоени безплатни квоти от „Брикел“ ЕАД за целия период 2013 г. - 2020 г. по 10а и 10в от директива 2003/87/ЕО, както и извадка от заверена сметка на партида на „Брикел“ ЕАД от европейския регистъра за емисиите на парниковите газове за същия период. Липсата на безплатни квоти за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е отразена в справка за отпуснати и усвоени безплатни квоти за периода.

Годишен финансов отчет за 2019г.

„Брикел“ ЕАД посочва, че е в процес на изготвяне на ГФО за 2019 г., което се дължи на разпоредените на 13.03.2020 г. извънредни мерки от правителството, като срокът за изготвянето му е удължен до 30.06.2020 г.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 10 372 хил. лв. на 9 429 хил. лв. или с 943 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 3 001 хил. лв. на 2 745 хил. лв., или с 256 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „отписани вземания“ е коригирана от 1 983 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 1 983 хил. лв., като неприсъщи за лицензионната дейност, съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 28 387 хил. лв. на 15 884 хил. лв. или с 12 503 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 369 318 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 10,88% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като биогоривата са запазени като дял в микса на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Модифицираното гориво RDF е изключено от общия микс. Коригирано е количеството местни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност на нивото на отчетената през базисната година;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството както следва:

Показател	**Дименсия**	**лигнит-Трояново-2, ОЕГ**	**мазут**	**биомаса**	**модиф. гориво-RDF**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	79,4800	77,4000	100,0000	91,7000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	8,9478	40,0000	13,0861	16,4940	
3. Коефициент на окисление:	-	88,51%	100%	100%	100%	
					82,40%	
Количества горива		**579 722**	**1 424**	**276392**		
емитирани $C0_2$,	t	364 909,4	4 408,7	0,0		**369 318**

4. Прогнозни емисии CO_2 – 369 318 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 369 318 t X 43,01 лв./t **= 15 884 хил. лв.**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

С писмо вх. № Е-14-31-2 от 03.06.2020 г. от „Брикел“ ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с извършените корекции в Доклада:

1. Относно извършените корекции в справка № 1 „Разходи“:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 10 372 хил. лв. на 9 429 хил. лв., или с 943 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 3 001 хил. лв. на 2 745 хил. лв., или с 256 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Дружеството отбелязва, че в обосновката към заявление с № Е-14-31-2 от 31.03.2020 г. е посочило заложените разходи за работна заплата и осигуровки, които са увеличени спрямо базисната година с 10%.

„Брикел“ ЕАД отчита, че средната работна заплата през базисната 2019 г. изостава с 32,61% в сравнение със средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2018 г. в дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 1 846 лв., съгласно данни на НСИ посочени в т. 1.3. от Общия подход на Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. Увеличението на минималната работна заплата в страната от 01.01.2020 г. с 9% от 560 лв. на 610 лв. се посочва, като допълнителен фактор за повишаване на разходите в дружеството.

Заложеното увеличение от дружеството с 10% на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година е недостатъчно за наваксване на изоставането на възнагражденията, които са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“ и респективно за достигане на конкурентоспособност на пазара на труда.

2. Относно извършената корекция в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала, където нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 10,88% на 3,24%, в съответствие с т. 40 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2019 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал за всички дружества от сектора е определена на 5%.

2.1. По отношение на НВ на привлечения капитал:

Дружеството е изготвило справка в съответствие с изискванията на т. 40 от Указания-НВ, съгласно които нормата на възвращаемост на привлечения капитал се изчислява като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал. Съгласно т. 3 от общия подход в Доклада Комисията е приложила на основание т. 41 от Глава Втора, Раздел III от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал от 3,24% на основата на данни на БНБ към 31.12.2019 г.

Прилагането на този общ подход за ползване на пазарна информация към края на базисната година не отчита факта, че кредитите, отпуснати на дружеството, са усвоени в предходни периоди, когато лихвените нива са били значително по-високи, както и кредитополучателите не разполагат с правната възможност да предоговарят ежегодно лихвените проценти по получените кредити.

Сключените договори за кредити на дружеството датират от 2006 г. и 2010 г., със срок на погасяване - 30.12.2024 г., като съгласно статистическите данни на БНБ за пазарните нива на лихвения процент по години и месеци, средният лихвен процент за 2010 г. е 10,16%.

Действащите договори, с които „Брикел“ ЕАД е обвързан, са със среден лихвен процент 10,88%, като достигнатият договорен лихвен процент се посочва като оптимален за двете страни. В Решение № 16269 от 27.12.2018 г. на ВАС се посочва, че *“регулаторният орган е поставил пазарни ограничения на договарянето на привлечен капитал, въз основа на последната година, както и че не е икономически обосновано КЕВР да намалява всяка година нормата на възвращаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година, тъй като енергийните предприятия нямат задължение да предоговарят сключени от тях договори с банки или финансови институции всяка година. Правилно първоинстанционния съд е приел, че приложеният от Комисията подход не съответства на приетите от нея указания, нито на метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост“.*

Според дружеството регулаторният орган прави опит да постави пазарни ограничения на договарянето на привлечения капитал, както и отчита като икономически необосновано КЕВР да намалява нормата на възвращаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година. Подчертава се, че енергийните предприятия нямат

нито правна възможност, нито задължение да предоговарят сключени от тях договори с банки или финансови институции всяка година.

Изказва се съмнение относно използвания от Комисията подход, като се приема за несъответствен 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. Извършените корекции се приемат от дружеството като противоречащи с правилото, уредено в чл. 31, т. 4 от ЗЕ, формираните от КЕВР цени на енергийните предприятия да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост, както и с принципа за възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността на енергийното предприятие, регламентиран в чл. 31, т. 2 от ЗЕ, който следва да бъде прилаган при извършване на ценово регулиране.

2.2. По отношение на нормата на възвръщаемост на собствения капитал:

Дружеството счита, че намаляването на НВ на собствения капитал от 7% на 5% би го лишило от възможността да извършва инвестиционни разходи и да изпълни заложената инвестиционна програма.

В резултат на извършен регулаторен преглед Комисията утвърждава прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала или компонента за дейностите по съответните лицензии, като целта е осигуряване на икономическа стабилност в работата на енергийното предприятие, която от своя страна да гарантира и сигурност на енергоснабдяването.

Дружеството счита, че приложеният в Доклада подход не съответства нито на приетите от КЕВР Указания-НВ, нито на метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост“, предвид на което следва да бъде извършена корекция на утвърдените цени и премии за електрическа енергия.

3. Относно извършената корекция на горивния микс в справка № 4 „ТИП в производството“:

„Коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като биогоривата са запазени като дял в микса на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Модифицираното гориво RDF е изключено от общия микс. Коригирано е количеството местни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност на нивото на отчетената през базисната година“

Дружеството възразява и срещу извършените корекции в справка № 1 „Разходи“, където „разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 28 387 хил. лв. на 15 884 хил. лв. или с 12 503 хил. лв., като необходимите количества на дружеството през новия ценови период в размер на 580 564 t са намалени на 369 318 t и цена на емисиите, намалена от 25 евро/t на 22 евро/t.

Дружеството счита, че приетият принцип в т. 13. от общия подход: *„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.“* е неприложим поради следните причини:

През 2018 г. „Брикел“ ЕАД е получило от РИОСВ разрешение за експериментално съвместно изгаряне на въглища с неопасни отпадъци в горивната инсталация. През м. юли 2019 г. експериментът е стартиран и на 21.08.2019 г. по инициатива на дружеството е прекратено изгарянето, но след създаденото обществено напрежение с писмо рег. № КОС-11-5431(7) от 10.09.2019 г. РИОСВ, гр.Стара Загора е отменила изпълнението на плана за провеждане на пробни изпитания в експлоатационни условия на изгаряне на въглища с неопасни отпадъци.

РИОСВ гр.Стара Загора на 09.09.2019 г. със Заповед № РД-08-185 от 09.09.2019 г. е наложила принудителна административна мярка, спиране считано от 09.09.2019 г., като са

пломбирани котли: ЕК № 1; ЕК № 2; ЕК № 3; ЕК № 4; ЕК № 5; ЕК № 6. Което представлява спиране работата на цялата горивна инсталация за производство на топлинна енергия с номинална топлинна мощност 510 MW, водещо до цялостно прекратяване дейността на дружеството.

Заповедта за спиране на дружеството е била мотивирана с установяването на изгаряне на биомаса в горивната инсталация без това да е регламентирано в издаденото Комплексно разрешително (КР) на дружеството. Дружеството отбелязва, че това изгаряне е извършвано в минали периоди през 2018 г., както и по време на проверка, извършена на 03.09.2019 г. Като след констатациите от 03.09.2019 г. се преустановява изгарянето на биомаса и на 04.09.2019 г. в констативен протокол от извършване на емисионни измервания е установено и отразено, че инсталацията изгаря единствено въглища. След отстраняване на нередностите на 24.09.2019 г. дружеството възстановява производствения процес.

С горните действия намеренията на дружеството за замяна на част от основното гориво с биомаса и неопасни отпадъци са прекратени и съгласно КР № 40-Н1/2011 г., което е актуализирано с Решение № 40-Н1-И0-А1/2013 г. и Решение № 40-Н1-И0-А2/2018 г., към настоящия момент е разрешено да се изгаря като основно гориво само въглища (сурови и обогатени) и като спомагателно гориво при аварийни и анормални режими на работа – мазут.

Основното гориво за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. в ценовия модел е предвидено в съответствие с указанията на Комисията и горивният микс на дружеството е планиран и включва само горива, разрешени с условията в Комплексните разрешителни.

На база утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата, средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. в размер на 915 322 t въглища и 1 424 t. мазут, е изчислено общото количество отделени емисии през прогнозния период в размер на 580 564 t (576 155 t от въглища и 4409 t от мазут). Представени са в следната таблица:

Показатели:	Димензия	въглища	мазут	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	79,48	77,4	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t	8,9478	40	
3. Коефициент на окисление:	%	88,51%	100,00%	
4.Количества горива	t	915322	1424	
5. емитирани CO_2	t	576 155	4 408.7	580 564

Дружеството приема за необосновано намаляването на цената на емисиите от 25 евро/t на 22 евро/t, както и прогнозните стойности, които счита, че не следва да се базират на моментни нива на пазара, предвид влиянието на кризата, причинена от COVID-19 в световен мащаб, предвид прогнозите за възстановяване на икономиката в следващите 3-4 месеца и очакваното повишение на цената на въглеродните емисии. Отчетените средногодишни стойности за 2019 г. са 24,60 евро/t.

Признаването на разходите за емисии в по-малък размер от икономически обоснования би рефлектирало под формата на намаление на годишните необходими приходи на дружеството и би довело до реализиране на по-ниска възвращаемост, както и до допълнителни разходи за използвания ресурс за финансирането им. Вземайки предвид приложимия метод на регулиране „норма на възвращаемост на капитала“, при който цените се утвърждават за бъдещ прогнозен регулаторен период, всички ценообразуващи елементи следва да са прогнозни и да се отнасят за периода, за който се утвърждават цените.

Дружеството счита, че Докладът е в нарушение на разпоредбата на чл. 47, ал. 3 от ЗОИК, като според него не се отчита задължението на дружеството да предаде определено

количество емисии, отделени от инсталацията през предходната година, които представляват разходи, присъщи на лицензионната дейност на дружеството и относими към регулаторния период. Също така счита, че се нарушава и изискването на чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ, цените да са основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им.

Както е отразено в Доклада, цената на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се определя на база индивидуалните разходи за производство на конкретната централа, като разходите за заплати, горива и въглеродни емисии, както и цената на капитала са основни разходи за производство в ТЕЦ.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през отчетния ценови период.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 10,88% на 3,24% и на собствения от 7% на 5 % не се приема.

В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. В тази връзка следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

Допълнително съображения са изложени в т. 3 от общия подход.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на горивния микс и на разходите за въглеродни емисии се приема. В представената по-долу таблица са представени горивата и съответстващите на тях емисии:

Показател	**Дименсия**	**лигнит-Трояново-2, ОЕГ**	**мазут**	**биомаса**	**модиф. гориво-RDF**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	79,4800	77,4000	100,0000	91,7000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	8,9478	40,0000	13,0861	16,4940	
3. Коефициент на окисление:	-	88,51%	100%	100%	100%	

					82,40%	
Брикел ЕАД		**915 322**	**1 424**	**0**		
емитирани CO_2	**t**	576 154,8	4 408,7	0,0		**580 563**

4. Възражението на дружеството относно корекцията на цената на емисиите от 25 евро/t на 22 евро/t не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO_2**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

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) – 186,37 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 186,37 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 96,94 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,80 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 149 156 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 144 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 26 407 хил. лв. и променливи – 117 701 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 97 646 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,17%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 436 600 MWh, в т. ч. собственото потребление – 20 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 214 MWh

24. „Солвей Соди“ АД

С писмо с вх. № Е-12-18-2 от 31.03.2020 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 е приложено копие на незаверен годишен доклад за дейността заедно с годишен финансов отчет на „Солвей Соди“ АД за 2019 г., изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 324,62 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 30,92 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без акциз и ДДС), както следва:

- въглища (петрококс) – 106,49 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/kg;
- газьол – 1 171,31 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса) – 90,00 лв./t с калоричност 2 400 kcal/kg.

Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, представена от дружеството:

1. Производствена програма за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. – *тя е базирана на заявената консумация на топлинна енергия за производство на калцинирана сода и на бикарбонат от „Солвей Соди“ АД. През 2019 г. основен консуматор на топлинна и електрическа енергии е била инсталация за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД, като през 2020 г. и следващата 2021 г. не се очакват промени.*

2. Условно-постоянни разходи*:*

*- **Разходи за амортизации** – 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.*

*- **Разходи за ремонт –** 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.*

*- **Разходи за заплати и възнаграждения** – разходите 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.*

*- **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – тези разходи се прогнозират на база статистическа информация от предходни периоди, като също така се вземат предвид и прогнозни очаквания.*

3. 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 1,78175 лв./USD, валиден към 10:00 h на 30.03.2020 г.*

4. Разходите за горива, вода и консумативи *се определят на база заявена необходимост от топлинна енергия от клиентите и съответната ефективност на отделните инсталации. Прогнозната консумация на клиентите се определя на годишна база, като на всяко тримесечие и ежемесечно прогнозите се обновяват за съответния период.*

5. Разходите 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 25 евро/t CO_2.*

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 985 хил. лв. на 3 943 хил. лв. или с 42 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 123 хил. лв. на 1 030 хил. лв. или с 93 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 34 227 хил. лв. на 30 107 хил. лв. или с 4 120 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 22 евро/t, като са преразпределени с коефициента за разделение на горивото

между двата продукта на производство, съгласно т. 13 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 № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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	антрацитни въглища	кокс	варовик	лека сода, $NaCO_3$	натриев бикарбонат	антр. брикети	ниско реакц. въглища	антр. отсевки	петролен кокс	газьол	биомаса	варовик за CFBB
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	104,4900	116,150	0,0000	0,000	45,1900	104,810	89,0100	0,0000	93,6599	74,1000	112,000	0,41209
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(1000nm^3)$	29,7913	25,7520	0,0000	0,000	8,3315	24,0458	23,2301	0,0000	31,5550	41,9900	9,4640	
3. Коефициент на окисление:	-	100,000%	100,0%	0,00%	0,0%	94,37%	100%	97,64%	0%	99,97%	100%	100,0%	

4. Прогнозни емисии CO_2 – 700 000 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 700 000 t X 43,01 = 30 107 хил. лв.

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) – 139,10 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 139,10 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 49,67 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 39,78 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 136 966 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 128 177 хил. лв., от които условно-постоянни – 33 736 хил. лв. и променливи – 94 441 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 158 071 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 796 281 MWh
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 184 868 MWh, в т. ч. собственото потребление и към други потребители – 177 193 MWh

25. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2020 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.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 368,69 лв./MWh, в т. ч. премия по чл. 33а от ЗЕ – 278,20 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара – 77,04 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 – 201,80 лв./t с калоричност 5 100 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 120,00 лв./t с калоричност 4 000 kcal/kg (до около 20% от използваните горива).

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 70 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м. ноември – м. декември 2020 г. и през м. април – м. юни 2021 г. с ПГ № 1 при натоварване 50-55 t/h и 11 месеца работа със Завод за спирт при натоварване на ПГ № 3 от 12 t/h или реализация на 126 091 MWh топлинна енергия и производство на 9 504 MWh електрическа енергия. Предвижда се ремонт на ТЕЦ през м. август. Дружеството прилага 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 7 524 MWh високоефективна комбинирана електрическа енергия, като 5 824 MWh е комбинирана електрическа енергия, която ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД в изпълнение на чл. 162, ал. 1 и произведените 1 700 MWh над количествата за собствено потребление е предвидена за продажба на свободния пазар.

I. Условно постоянни разходи:

- ***Разходи за амортизации –*** *те са намалени в сравнение с отчета за 2019 г., поради това, че някои от основните активи са натрупали своята амортизация. 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 всеобхватния доход 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 актива. Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лв.

През периода 2020 г. - 2021 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 15 хил. лв. Дружеството е приложило справка за инвестиционна програма и отчет за

извършените инвестиции през 2019 г.

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. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлинна енергия са РОУ и БРОУ, бойлерна станция. При „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлоенергия 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, където ДМА са разделени съответно за производството на двата продукта и общо за двата продукта за 2019 г.

- Разходи за ремонт – *Планувани са ремонти на съоръжения в химичен цех, турбинен цех и въглеподаване. Приложена е справка за ремонтна програма през периода 2020 г. - 2021 г. 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. Приложен е отчет за извършените ремонтни мероприятия за 2019 г.*

- Разходи за заплати и възнаграждения *– те са в размер на 1 368 хил. лв., а за отчетната 2019 г. са 1 318 хил. лв. За ценовия период 2019 г. - 2020 г. разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала е оптимизиран до 82 бр., увеличението му се налага от изменението на Наредбата за работното време, почивки и отпуски – чл. 9а и 9б, което налага повече средства за ФРЗ. 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 за 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 за 2020 г. – 2021 г., включени в тази част на УПР, не са увеличени спрямо 2019 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2019 г.*

II. Променливи разходи – *тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.*

Цената на въглищата за 2020 г. - 2021 г. е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2020 г. и дължимите доставки на въглища по нов договор от 02.01.2020 г. В цената по договора – 110 USD/t, влизат и разходите за транспорт по р. Дунав и Черноморския басейн, разходите за товаро-разтоварни дейности на пристанищата в гр. Русе, гр. Лом, гр. Бургас и др. Освен тях в цената са включени допълнително разходи за автотранспорт от складовата база до гр. Горна Оряховица (19,56 лв./t.), като за доказателство са приложени фактури.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД работи с висококалорични въглища, внос от Русия, 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% и 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 цените на „Овергаз Мрежи“ АД за количество до 100 knm^3 с равномерно потребление, съобразена с намалението на основната компонента от 01.04.2020 г.*

***- Цена на биогориво**:*

Генерираните емисии при горенето на биомаса са с нулеви квоти, по отношение на емисиите на парникови газове, тъй като емитираните продукти на горене са с произход от възобновяеми енергийни източници. Ръководството на „Захарни заводи“ АД е взело решение за замяна на част от твърдото гориво, използвано в енергийните котли, без да се променя тяхната номинална входяща топлинна мощност, с алтернативни горива (биомаса). В допълнение, използването на биомаса има положително въздействие върху околната среда, тъй като това дава възможност за оползотворяване на странични продукти от горското и селското стопанство и ще доведе до редуциране на разходите за закупуване на въглеродни емисии. „Захарни заводи“ АД има инвестиционно намерение, което обхваща преустройство на въведени в експлоатация ПГ1 с топлинна мощност
49 MW и ПГ3 с топлинна мощност 26 MW, с оглед осигуряване на възможност за съвместна работа на въглища и биомаса (слънчогледова люспа, дървесина, дървесен чипс, дървесни стърготини, кори, изрезки, слама, талаш др.). Видът на използваната биомаса ще зависи от пазарните условия, като към момента се предвижда използването на слънчогледова люспа, която да замени до около 20% от използваното гориво (въглища). Дейностите по изгаряне на биомаса ще се провеждат в горивна инсталация, която е извън Приложение № 4 на ЗООС, а самото инвестиционно предложение не касае изграждане на нова инсталация. Във връзка с осъществяване на инвестиционното намерение са предприети действия за преразглеждане и при необходимост актуализация на комплексното разрешително (КР № 54/2005 г.).

Промяната, която дружеството желае да въведе, ще има положителен екологичен и икономически ефект.

*- **Разходите за закупуване на вода, консумативи** (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на топлинна и електрическа енергия и на база промени в цените за закупуването им.*

Количествата електрическа енергия за СН на централата за прогнозния период са прогнозирани на база анализ на отчета за 2019 г. и прогнозата за комбинирано производство, съгласно наличните производствени мощности и съгласно подхода на Комисията от предходните регулаторни периоди.

*- **Разходите за закупена електрическа енергия** са увеличени в сравнение с отчетната 2019 г., поради това, че от м. ноември 2017 г. в Завода за спирт е включена в работа нова инсталация и при режими на работа с ПГ № 3, по технологични причини (намаляване на общия товар и високи параметри), се налага спиране на ТГ № 1, което налага закупуване на електрическа енергия. Изграждането на водооборотен цикъл налага също допълнително закупуване на електрическа енергия за захранване на помпи за оборотна вода. Поради провеждането на две кампании в Завода за захар се увеличава количеството на купената електрическа енергия от 3 031 MWh (по отчет) на 3 353 MWh.*

Прогнозирана е по-висока цена на купена електрическа енергия, поради тенденцията за увеличение на нейната цена и наблюдавания тренд към февруари 2020 г.

*- **Разходите за външни услуги** са по отчет за 2019 г.*

*- **Разходите за акциз на въглища и газ** са съгласно удостоверение за ОАКП.*

*- **Разходи за емисии парникови газове** – за 2019 г. безплатно разпределените квоти на емисии от CO_2 за „Захарни Заводи“ АД са 22 611 t. Определените за ТЕЦ безплатни квоти са 18 993 t. През изтеклата година са изгорени 34 546,700 t въглища и 142,462 knm^3 природен газ. Поради тази причина количествата квоти от въглеродни емисии за закупуване са 52 058 t. Изразходените средства за покупка на емисии за 2019 г. са общо 2 193,851 хил. лв. Средната цена на недостига на квотите за периода е 21,54 евро/t.*

За ценовия период 2020 г. - 2021 г. е предвидено да бъдат изгорени 27 169 t въглища и 106 knm^3 природен газ. Тези горива ще емитират общо 55 995 t емисии от въглероден диоксид. За 2020 г. безплатно разпределените квоти за дружеството са 17 027 t. Остават за закупуване 38 968 t. Цена за период 2020 г. – 2021 г. е определена 25 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е планирана сума за закупуване 1 905 хил. лв.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 368 хил. лв. на 1 318 хил. лв. или с 50 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 389 хил. лв. на 357 хил. лв., или с 32 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 1 905 хил. лв. на 1 676 хил. лв. или с 229 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 38 968 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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 № 4 „ТИП в производството“ са направени следните корекции:

- коригирани са количеството въглища с 210 t до достигане на общата енергийна ефективност до отчетената през базисната година;

- с оглед прекъснатия режим на производство в рамките на годината и невъзможността разпределението на разходите между продуктите на производство да се извърши по стандартната процедура, направена е индивидуална корекция в разпределението на разходите, влизаща в рамките на методиката и утвърдените принципи на регулиране.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,86 лв./MWh;

- На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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:

Показатели	Димензия	природен газ	мазут	кокс	антрацитни въглища	ВЕИ
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	55,4829	77,4000	107,0000	97,9331	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(1000nm^3)$	34,2870	40,0000	28,5000	21,6599	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	96,5860%	
Количества горива	t/knm^3	106,000	0,00	0,00	26 959,00	2668,000

4. Прогнозни емисии CO_2 – 38 968 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2:38 968 t X 43,01 = 1 676 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-55-5 от 04.06.2020 г. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило следното становище по Доклада:

В подаденото от дружеството заявление няма нови добавени разходни позиции. Прогнозните натурални количества топлинна и електрическа енергия са по-големи от прогнозните количества, утвърдени в предходния регулаторен период (поради увеличена консумация на топлинна енергия от Завод за захар и Завод за спирт), общата ефективност е запазена, като утвърдената в предходния регулаторен период и отчетената за 2019 г.

Дружеството изразява своето съгласие с Доклада в частта, която се отнася до „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД и посочва, че приема така определените цени на електрическата и топлинната енергия.

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) – 162,59 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 162,59 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 73,16 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 84,58 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 11 888 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 11 471 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 877 хил. лв. и променливи – 8 594 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 498 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 524 MWh, в т. ч. към други потребители – 5 824 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 126 091 MWh

26. „Декотекс“ АД

С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2020 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 2019 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 01.07.2020 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 171,14 лв./MWh, в т. ч.:
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 47,46 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 47,46 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 390,00 лв./knm^3 (без ДДС), с долна работна калоричност 8 174 kcal/knm^3.

Обосновката на „Декотекс“ АД за прогнозните ценообразуващи елементи е следната:

Условно-постоянни разходи *– общият им размер е 976 хил. лв. Информацията относно елементите на ценообразуване е следната:*

- Разходи за амортизации *–Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2019 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност – 210 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 85 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 125 хил. лв. за електрическата енергия.*

- Разходи за ремонт *– планирани са в размер на 210 хил. лв. Когенерационната инсталация не е функционирала от 13.09.2018 г. до 07.02.2020 г., като за 2019 г. не са отчетени разходи за ремонт. Разходи за ремонт са отчетени от м. февруари 2020 г. и прогнозирани до края на ценовия период 30.06.2020 г., а именно: ремонт на големия кръг на охладителната система и ремонт на маслената система на двигателя.*

Предвиждат се разходи за ремонти, вследствие на неизвършени дейности, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период. Разходите произтичат от следните ремонтни дейности: смяна на 18 бр. цилиндрови глави на двигателя на машината, неподменени в предходния ценови период, смяна на 2 бр. гарнитури на центробежен филтър, смяна на 3 бр. О-пръстени и гъвкави маркучи на двигателя, смяна на лагери на дроселова клапа и ремонт на турбокомпресора на двигателя на когенерационната система и техническо обслужване на възли и детайли.

Направените инвестиции са за изграждане на собствено газопроводно отклонение и са в размер на 301 хил. лв., като обектът е въведен в експлоатация.

- Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ *– планираният размер е 392 хил. лв.*

- Променливите разходи *за периода 2020 г. - 2021 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.*

- Регулаторна база на активите *за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е в размер на 3 240 хил. лв. към 31.12.2019 г. Необходимият оборотен капитал е изчислен, съгласно Указания-НВ и е в размер на 520 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 *– изчислена е в размер на 8,64%, съгласно Указания-НВ, като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни*

към 31.12.2019 г. Съгласно изискванията в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 210 хил. лв. на 194 хил. лв. или с 16 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 180 хил. лв. на 165 хил. лв. или с 15 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 30 хил. лв. на 26 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 210 хил. лв. на 125 хил. лв. или с 85 хил. лв., до нивото на отчетените за 2019 г., поради липса на мотивирана обосновка, в съответствие с т. 1.2 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 № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,55 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 150,94 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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) – 178,19 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 178,19 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,76 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,88 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 82,11 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 2 211 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 047 хил. лв., от които условно-постоянни – 789 хил. лв. и променливи – 1 258 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 952 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 480

MWh

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 540 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 270 MWh

27. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

С писмо с вх. № Е-14-57-1 от 30.03.2020 г. чрез официалната електронна поща на КЕВР, дружеството е представило придружително писмо и електронен модел за цени, без да е налична друга информация и документи. На дружеството е указано да бъде подадено заявление за утвърждаване на цени, съгласно образец на КЕВР, ведно с всички необходими документи, отчетна и прогнозна информация, съгласно писмото на КЕВР.

С писмо с вх. № Е-14-57-1 от 04.05.2020 г. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, с приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация и други документи, съгласно писмото на КЕВР.

Дружеството заявява, че представя баланс, ОПР, паричен поток и собствен капитал – форми към ГФО за 2019 г., като останалите форми и пояснителни приложения ще бъдат представени в КЕВР допълнително след получаване на заверка от одитор.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 200,22 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 277,31 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 257,77 лв./MWh;

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 250,01 лв./knm^3 или 25,20 лв./MWh (без ДДС), при долна работна калоричност 8 203 kcal/knm^3.

Дружеството е представило следната обосновка:

Условно постоянни разходи *– планирани са в общ размер на 1 498 хил. лв. Информацията относно ценообразуващите елементи, е следната:*

1. 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 2019 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност - 498 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а имено 283 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 215 хил. лв за електрическата енергия.*

2. Разходи за ремонт *– За текущия ценови период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. дружеството отчита следните разходни позиции: ремонт генераторен прекъсвач, ремонт на комплектен трансформаторен пост (КТП) и настройки на релейни защити, подмяна охладителна течност – антифриз, подмяна стартерни акумулаторни батерии, ремонт зарядна станция акумулаторни батерии, подмяна двигателно масло и маслени филтри, подмяна въздушни филтри и консумативи, проверка топлинна хлабина на клапаните, ремонт UPS, подмяна акумулаторни батерии UPS, подмяна контролна платка измервателен блок на ко-генерационната система, ремонт на HMI дисплей на когенерационната система, подмяна на регулатора за природен газ и ремонт на регулатор за ниво на котел утилизатора.*

За новия ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. са предвидени разходи за ремонт в размер на 492 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: 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, смяна на: 16 броя запалителни свещи, 16 бр. запалителни бобини, 16 бр. гумени уплътнения на бобините, смяна на гарнитури на центробежен филтър и смяна на О-пръстени и гъвкави маркучи по двигателя. Също така ремонти на стартера и на турбо компресора 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 помпи питателна вода котел и прилежащите им кранове и възвратни клапани.

3. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ *– планирани са в общ размер на 256 хил. лв.*

4. Променливи разходи *– планирани са изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.*

5. Регулаторна база на активите (РБА) – *РБА за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е в размер на 1 700 хил. лв. е отчетната към 31.12.2019 г. Необходимият оборотен капитал е изчислен съгласно указанията и е 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.*

6. Норма на възвръщаемост *– нормата на възвръщаемост на капитала за ценовия период 2020 г. - 2021 г. е в размер на 8,64%, изчислена съгласно Указания-НВ, като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2019 г. В капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.*

<u>Образуване на цените</u>

В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 498 хил. лв. на 104 хил. лв. или с 394 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 в производството са коригирани от 492 хил. лв. на 190 хил. лв. или с 302 хил. лв., поради липса на обосновка, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за балансиране са коригирани от 80 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 80 хил. лв., като неприсъщ разход, 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 № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените- Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 30,49 лв./MWh;

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) – 174,96 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 174,96 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,53 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,63 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 137,63 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 2 811 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 709 хил. лв., от които условно-постоянни – 722 хил. лв. и променливи – 1 987 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 210 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 118 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh

<u>28. „Белла България“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-77-2 от 08.04.2020 г. от дружеството е постъпило заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението не е приложен годишен финансов отчет за 2019 г., с всички пояснителни приложения към него, като дружеството посочва, че същият е в процес на одитиране и към датата на подаване на заявлението не е приключен.

Дружеството предлага за утвърждаване преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 171,58 лв./MWh, без ДДС.

Цената е изчислена при цена на природния газ – 489,28 лв./knm^3.

„Белла България“ АД представя обосновка за прогнозните ценообразуващи елементи към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, както следва:

Дружеството посочва, че на площадката на „Белла България“ АД в гр. Ямбол е изградена система за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Общата инсталирана електрическа мощност на централата е 1,05 MW. Комбинираното производство се осъществява чрез когенератор тип Quanto C 1000 SPE. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 100% от нетната електрическа енергия ще бъде продавана на крайния снабдител.

През новия ценови регулаторен период 01.07.2020 – 30.06.2021 г. дружеството предвижда увеличение в производството на електрическа и топлинна енергия. Прогнозира се производството на електрическа енергия да достигне 8 644 MWh, което е с 2 578 MWh повече спрямо отчетния ценови период 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. или 42,50% увеличение, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 602 MWh, което е с 1 894 MWh повече от отчетния ценови период или с 28,23%. Увеличението се дължи на по-голям брой работни часове на съоръжението, заложени в

прогнозата, тъй като през месец 01.2020 г. и 02.2020 г. дружеството е извършило основен ремонт на двигателя на когенератора.

Поради това се предвижда увеличение на количеството реализирана електрическа енергия, в т. ч. продадена на краен снабдител с 44,27% или 8 352 MWh.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период са с 3,30% по-високи спрямо отчетния ценови период 01.07.2019-30.06.2020 г. Промяната на тези разходи се дължи основно на разходите за амортизации, които се увеличават, поради увеличение на балансовата стойност на съоръжението след основния ремонт.

През 01.2020 г. и 02.2020 г. дружеството е извършило основен ремонт но двигателя, който осъществява на всеки 80 000 работни часа па препоръка на производителя.

През новия ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 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. Взети са в предвид и промяната на цените на някои основни суровини.

Образуване на цената

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.

В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 30,43 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 27,86 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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) – 138,31 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 138,31 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,88 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 930 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 824 хил. лв., от които условно-постоянни – 845 хил. лв. и променливи – 979 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 917 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 352 MWh

29. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД

С писмо с вх. Е-14-63-1 от 25.03.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно писмото на КЕВР.

Към заявлението не е приложено:

- справки с отчетна информация за 2019 г. по прилагането на ЕССО;
- одитиран годишен финансов отчет за 2019 г. с всички пояснителни приложения към него.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия– 173,33 лв./MWh, без ДДС.

Преференциалната цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природния газ – 423,00 лв./knm^3 (без ДДС) при калоричност 9 080 kcal/kg.

Към заявлението е представена кратка обосновка, в която се посочва следното:

На площадката на предприятие за месопреработване „Димитър Маджаров-2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена система за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Обща инсталирана електрическа и топлинна мощност на централата е 835 kW/h и топлинна 1 042 kW/h. Комбинираното производство се осъществява чрез ко-генератор тип „JMS 316D037C05“. Отделно от ко-генератора на същата площадка има инсталирани парен котел ПКМ-2,5 за производство на пара. Също така и като резерв: водогреен котел „PRESS-T1250“ и генератор за пара „STEAM 2000“.

Във връзка с новия ценови регулаторен период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. предприятието не предвижда увеличаване на производството на електрическа и топлинна енергия. Тъй като електрическата мощност на предприятието е динамична, явяващият се излишък на електрическа енергия се продава на „ЕВН Трейдинг саут ийст юръп“ ЕАД, която е в порядъка на 10%-15% от брутното производство на електрическа енергия.

Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление.

Дружеството посочва, че през отчетния ценови период е извършен предварително планувен ремонт на ко-генератора с австрийската фирма „Йенбахер“ и представител за България на „Йенбахер“, фирма „Филтър“ ООД.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период са по-високи спрямо отчетения ценови период 01.07.2018-30.06.2019 г. Заявява се, че промяна на тези разходи се дължи основно за амортизации и материали за текуща поддръжка.

През новия ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г. се предвижда увеличение на променливи разходи спрямо отчетения, което се дължи на прогнозния ръст основно на амортизация и в промяна цените на някои от основните суровини: природен газ, вода и закупуване на електрическа енергия за нуждите на предприятието.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са направени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 190 хил. лв. на 133 хил. лв. или с 57 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 в производството са коригирани до нивото на отчетените за 2019 г. от 210 хил. лв. на 90 хил. лв. или с 120 хил. лв., поради липса на 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.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 30,57 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,19+23,37=28,56 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,835 MW.

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) – 134,09 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 134,09 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 033 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 951 хил. лв., от които условно-постоянни – 400 хил. лв. и променливи – 551 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 466 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 450 MWh

<u>30. „Овердрайв“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2020 г. от дружеството е постъпило заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението дружеството не е представило отчетна информация по т. I.4 и т. I.5, прогнозна информация по т. II.2, както и допълнителни справки по ЕССО.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 365,68 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 670,32 лв./knm^3 или 70,25 лв./MWh (без ДДС) при калоричност 8 206 kcal/knm^3.

Дружеството е представило следната обосновка:

Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на два газови когенератора, тип „CENTO T120 SPE“ на фирма TEDOM – Чехия, с инсталирана електрическа мощност N_{el} = 2 x 125 kW и топлинна мощност 2 x 165 kW. Тя произвежда електрическа енергия за задоволяване на собствените нужди от енергия, като излишната нетна електрическа енергия чрез трафопост се отдава в разпределителната мрежа СрН, собственост на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД.

Топлинната енергия се консумира за отопление на сградата на дружеството, за подгряване на водата за БГВ и за абсорбционния чилър, който обезпечава топлинна

енергия за нуждите на климатичната инсталация на цялата сграда. Дружеството посочва, че при нормални обстоятелства, работят двата когенератора и те произвеждат достатъчно полезна топлинна енергия за нуждите на дружеството и цялото количество произведена полезна топлинна енергия се консумира в сградата на предприятието.

1. Производствена програма

Занижените количества произведена електрическа и топлинна енергия през 2019 г. се обуславят от изчерпаните квоти, определени от КЕВР, за производство през периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

През новия регулаторен период когенерационната инсталация се предвижда да постигне следните ***производствени показатели****:*

- Произведена електрическа енергия – бруто – 1 450 MWh;

- Електроенергия за собствени нужди – 350 MWh;

- Електроенергия продадена – 1 100 MWh;

- Произведена топлинна енергия – брутна – 1 756 MWh.

Посочва се, че тази производствена програма ще покрие нуждите на предприятието, собственост на „Овердрайв“ АД. Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „ЧЕЗ Електро България“ АД.

2. Инвестиционна и ремонтна програма *– през настоящата година „Овердрайв“ АД предвижда следните ремонтни дейности за двата когенератора: основно обслужване и ремонт на двата когенератора; подмяна на спирателна и предпазна арматура на вход и изход от когенераторите; подмяна на три пластинчати топлообенника преди колектора; подмяна на една циркулационна помпа; основен ремонт на абсорбционен чилър и настройка за работа. частичен ремонт на тръбното трасе.*

3. Условно-постоянни разходи *– дълготрайните материални активи, с отчетна стойност 843 хил. лв. към 31.12.2019 г., са амортизирани до 337 хил. лв. През 2020 г. ще бъде начислена амортизация в размер на 49 хил. лв.*

Отоплителната мощност е оразмерена по летния топлинен товар на сградата, собственост на „Овердрайв“ АД. Този товар се обезпечава от абсорбционния чилър с мощност 180 kW. Това количество студ може да се получи от 300 kW топлинна енергия (90^oC - 70^oC). Поради тази причина се налага едновременна работа на двата когенератора за достигане на обща топлинна мощност 330 kW.

През отоплителния сезон работят и двата когенератора, за да се покриват нуждите за отопление на климатичната система.

4. Променливи разходи *– около 95% 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.*

5. Възвръщаемост на капитала *– нормата за възвращаемост на собствения капитал е определена на 7%.*

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са направени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 84 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 24 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 12 хил. лв. на 3 хил. лв. или с 9 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 7% на 3,24% в съответствие с т.

41 от Указания-НВ, пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 30,77 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 200 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW.

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) – 313,18 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 313,18 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 562 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 531 хил. лв., от които условно-постоянни – 252 хил. лв. и променливи – 279 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 397 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh

<u>31. „МБАЛ – Търговище“ АД</u>

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период;
- справки с отчетна информация за 2019 г. по прилагането на ЕССО;
- отчетна информация по т. I.4 от Писмото на КЕВР.

„МБАЛ – Търговище“ АД предлага за определяне, считано от 01.07.2020 г., на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 666,02 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за определяне преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 659,40 лв./knm^3, без ДДС.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са направени следните корекции:

- разходите за ремонт в производството са коригирани до нивото на отчетените за 2019 г. от 17 хил. лв. на 15 хил. лв. или с 2 хил. лв., поради липса на обосновка, съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 94 хил. лв. на 71 хил. лв. или с 23 хил. лв., до включената в цените стойност през 2019 г. 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 15 хил. лв. или с 1 хил. лв., до включената в цените стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите „пряко свързани с регулираните дейности“ са коригирани до нивото на отчетените за 2019 г. с 21 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 № 4 „ТИП в производството“ собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени с 29 MWh с отчитане на собственото потребление и съгласно т. 4 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 30,54 лв./MWh;

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,104 MW.

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) – 349,67 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 349,67 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 214 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 182 хил. лв., от които условно-постоянни – 127 хил. лв. и променливи – 56 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 576 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 257 MWh

32. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора

С писмо с вх. № Е-14-75-2 от 12.05.2020 г. от дружеството е постъпило заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 240,91 лв./MWh, без ДДС.

Изчисленията са направени с цена на природен газ – 573,54 лв./knm^3 (без ДДС) при калоричност 8 150 kcal/knm^3.

Дружеството е представило следната обосновка:

Местонахождението на електрическата централа е в гр. Стара Загора.

Основните съоръжения са:

- Когенератор - UPB 926 TC-N-E, произведен 2010 г., в експлоатация от 2011 г., с инсталирана електрическа мощност 0,15 MW_e и обща топлинна мощност 0,202 MW_t.

Двигател на модула - тип In-Line, произведен 2010 г., завод-производител Libcher, мощност 0,158 MW, номинални обороти 1 500 об./min, разход на природен газ при номинално натоварване 42 nm^3/h.

Генератор - тип MJB 250, произведен 2010 г., завод-производител Mareli, максимална мощност 0,15 MW, минимална мощност 0,075 MW, генераторно напрежение 0,4 kV, номинални обороти 1 500 об./min, с автоматично управление.

Режимът на работа е непрекъснат - 24 ч.

Стойността на когенерационния модул е приложена в справка-извлечение от инвентарната книга, като не е ползван данъчен кредит за ДДС при закупуването.

Предвижда се ремонт на когенератора, подмяна на двигателя „Либхер“ 926G - 70 000 лв., без ДДС /33 236,01 евро/, като е приложена оферта от UPB.

Обслужването на газовия когенерационен модул ще се извършва от четирима работника.

Изчислени са разходи за материали за текуща поддръжка, както следва:

Смяна на маслото се планира на 1 500 h по 45 l при цена 6 лв./l, без ДДС. Предвижда се смяната да се извършва три пъти годишно и да бъдат употребени 135 l (6 лв./l). Разходът на масло годишно е 1 050 лв., като е предвиден по 0,02 l/мото час (175 l/6 лв.). Подмяната на свещи, ремъци, филтри и други е 3 000 лв. Общо материалите за текуща поддръжка възлизат на 5 000 лв. годишно, без ДДС.

Външни услуги , данъци такси и други - в размер на 13 000 лв., без ДДС.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 117 хил. лв. на 52 хил. лв. или с 65 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 31 хил. лв. на 23 хил. лв. или с 8 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 12 хил. лв. на 5 хил. лв. или със 7 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 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.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,98 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- 80 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,150 MW.

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) – 207,33 лв./MWh

- индивидуални разходи за единица енергия – 207,33 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 319 хил. лв., в т. ч.:

o Разходи – 315 хил. лв., от които условно-постоянни – 177 хил. лв. и променливи – 138 хил. лв.

o Регулаторна база на активите – 50 хил. лв.

o Норма на възвръщаемост – 5,29%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 909 MWh.

33. „Коген Загоре“ ЕООД

С писмо с вх. № Е-14-79-3 от 02.04.2020 г. от дружеството е постъпило заявление за утвърждаване на цена на топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството предлага за утвърждаване цена на топлинна енергия с топлоносител пара, считано от 01.07.2020 г. – 283,84 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена с цена на природния газ – 416,40 лв./knm^3 (без ДДС).

В представената от „Коген Загоре“ ЕООД обяснителна записка се посочва следното:

Дружеството има издадена лицензия № Л-483-03 от 18.01.2017 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ за срок от 15 години чрез централа с общо инсталирани: електрическа мощност – 5,868 MW и топлинна мощност – 8,694 MW. Към момента се експлоатира само промишлен парен котел ПКГ-4, с производителност 4 t/h суха наситена пара, с налягане 14 ата (1,3 MPa). Котелният пресостат е настроен за налягане 5 ata, т. е. температурата на наситената пара е 151°C.

Консуматор на полезната топлинна енергия от инсталацията е само пряко присъединен купувач – консервна фабрика, изградена до „Коген Загоре“ ЕООД. Измерването на топлинната енергия се извършва с топломер – търговски прибор в точката на вземането при входа на абонатната станция на фабриката. Парата се консумира за технологични нужди – стерилизатор при 4 bar, вакуум-апарати при 3,5 bar, затварачни и миячни машини при 2,5 bar, както и за отопление и БГВ при 2 bar. Максималното налягане на директно присъединения консуматор – консервна фабрика, е 4 bar. Фабриката 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.

Производствена програма

Производствената програма на котелната инсталация е подчинена на производствените и отоплителните нужди на директно присъединения консуматор – консервната фабрика на „Дилмано Дилберо“ АД и за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. е както следва:

- Производство на топлинна енергия (пара, суха наситена) 165 MWh;

- Пара за собствени нужди – 15 MWh;

- Топлинна енергия за продажба – 150 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма за 2020 г. - 2021 г.

През посочения период дружеството не предвижда инвестиционни разходи за котелната инсталация. Включването на нов консуматор на топлинна енергия към котелната инсталация на „Коген Загоре“ ЕООД няма да се осъществи по-рано от 2022 г.

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 в ГФО на „Коген Загоре“ ЕООД за 2019 г. са в размер на 161 хил. лв., а относимите към производството на топлинна енергия са 2 хил. лв. За новия регулаторен период прогнозните разходи за амортизации са в размер на 2 хил. лв., при прилагане на линеен метод на амортизация, съгласно Указания-НВ.

Прогнозните УПР за новия ценови период са определени на база отчетените разходи за 2019 г. на дружеството и редуцирани само за производството на топлинна енергия от котелната инсталация. УПР (без разходите за амортизации) са в размер на 30 хил. лв.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие с указанията на КЕВР.

Разходите за външни услуги, отчетени за 2019 г., са в размер на 87 хил. лв. и включват:

- Съобщителни услуги 25 хил. лв.;

- Данъци и такси 32 хил. лв.;

- Охрана 25 хил. лв.;

- Одит 5 хил. лв.;

Променливи разходи

Голяма част от променливите разходи са разходите за гориво, като се посочва, че са оценени при настоящата цена на природния газ – 44,76 лв./Mwh.

Разходът на природен газ е оценен при брутен КПД на котела 90%. През 2019 г. и 2020 г. „Коген Загоре“ ЕООД периодично (ежемесечно) пуска в работа до около 4 h всяка когенерационна инсталация с цел предотвратяване получаването на деформации (провисване и др.) в инсталациите за комбинирано производство при продължителен престой, съгласно изискванията на завода-производител.

Възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 3%. Посочва се, че към момента дружеството няма привлечен капитал.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации са коригирани в съответствие с намаленото производство през новия ценови период, в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани с в съответствие с намаленото производство през новия ценови период, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирана топлинната енергия за собствени нужди в съответствие с намаленото производство през новия ценови период, в съответствие с т. 1 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 29,33 лв./MWh;

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 5,868 MW.

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) – 147,43 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 24 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 20 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 хил. лв. и променливи – 6 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 124 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,33%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 164 MWh

<u>34. „Оранжерии Петров дол“ ООД</u>

С писмо с вх. Е-14-74-1 от 30.03.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно Писмото на КЕВР с изключение на отчетни справки за 2019 г. по ЕССО.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия– 184,03 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена при с цена на природния газ – 466,96 лв./knm^3 (без ДДС).

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма *–разработена е при следните изходни параметри:*

- номинална инсталирана електрическа мощност - 2 000 kW
- номинална инсталирана топлинна мощност - 1 977 KW
- собствена консумация в работен режим - 100 kWh

Предвид производствената програма на дружеството и климатичните условия в района, се предвижда когенерационната инсталация да работи с натовареност от септември до май от ценовия период за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжерии Петров дол“ ООД. При така зададените параметри прогнозната производствена програма на дружеството е посочена в табличен вид.

2. Инвестиционна програма

Общата стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите(РБА) за 2020 г. е в размер на 952 хил. лв.

Активи *= 668 хил. лв. – активи, в т.ч.:*

- 3 хил. лв. за реконструкция и преустройство на съществуваща сграда за нуждите на когенерационната инсталация;

- 400 хил. лв. разходи за: закупуване на инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, състояща се от един когенерационен модул "MWM TCG 2020 V20“ и периферна система от компоненти към инсталацията; изработване на инвестиционен проект (работен и технически) за строеж на когенерационна централа на природен газ; присъединяване на независим производител на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД; система за омекотяване на водата; допълнителни СМР и др.;

- 265 хил. лв. - оборотен капитал.

Амортизация за периода на използване - 552 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 години. При изчисляването на РБА за стойност на активите е взета прогнозната балансова 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 когенераторния модул. Цената за поддръжка и ремонт за един час работа е 19,7 евро/h.

5. Променливи разходи

Променливите разходи за прогнозна 2020 г. – 2021 г., са както следва:

• разход на природен газ, при цена на природен газ - 466,96 лв./knm^3 (без ДДС);

• разход за електрическа енергия - 52 хил. лв.

• разходи за акциз на природен газ - 62 хил. лв.

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. са заложени следните прогнозни условно-постоянни разходи:

• разходи за амортизация - 273 хил. лв.

• разходи за ремонт - 3 хил. лв.

• разходи за заплати - 345 хил. лв.

• разходи за осигурителни вноски - 71 хил. лв.

• разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 567 хил. лв., в т.ч.:

- материали за текущо поддържане - 404 хил. лв.

- застраховки - 16 хил. лв.

- данъци и такси - 90 хил. лв.

- други, описани в Справка № 1 - 57 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е използвана прогнозната капиталовата структура на дружеството към 31.12.2019 г. на база погасителните планове на договори за финансов кредит.

При така зададените изходни параметри нормата на възвръщаемост за 2020 г./2021 г. е 6,50%.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 273 хил. лв. на 64 хил. лв. или с 209 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 345 хил. лв. на 331 хил. лв. или с 14 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 71 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 11 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 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“ нормата на

възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,59% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,88 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 5,19+21,54 = 26,73 лв./knm^3, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,00 MW.

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) – 142,73 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 142,73 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 53,30 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 473 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 450 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 025 хил. лв. и променливи – 1 425 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 702 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,34%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh

<u>35. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2020 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 писмо с изх. № Е-14-33-1 от 21.02.2020 г. на КЕВР, като не е приложена информация по т. I. 8 (отчетни справки за 2019 г. по ЕССО), т. II.8 и т. II.9.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:
- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия –197,74 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 69,42 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при следните цени на горивата (без ДДС):
- цена на въглища – 81,35 лв./t при калоричност 2 100 kcal/kg;
- цена на мазут – 880,00 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

За определяне на прогнозната информация е избрана за базисна 2019 г. съгласно Указания-НВ.

Производствена програма

Инсталираната електрическа мощност на централата е 630 MW (три енергийни

блока по 210 MW_e) и 25 MW_t топлинна мощност при комбинирано производство. „ТЕЦ - Бобов дол“ ЕАД възнамерява да произвежда комбинирано електрическа и топлинна енергия с един от блоковете целогодишно за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период ще е в размер на 324 120 MWh, тъй като потребителите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, не са включени технологични разходи по преноса в прогнозата.

Производство на електрическа енергия

Цялото количество прогнозна електрическа енергия, произведена от енергиен блок в топлофикационен режим, е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267.

Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блок в топлофикационен режим е 1 340 280 MWh бруто, като в това число 113 880 MWh високоефективно производство съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди

Делът на електрическата енергия за собствени нужди на блок в топлофикационен режим е определен на 13,50%, което съответства на отчитания до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма (отчет и прогноза)

Ремонтната програма цели да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, тъй като забавянето на подмяна на нагревни повърхности води 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 централа, на стойност 1 515 хил. лв.

Инвестиционна програма

В дружеството е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторния период. Предвижда се да бъде извършена рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващи основни ремонти с оглед подобряване ефективността на общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум ще се включи 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. Като приблизителна 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 31.12.2019 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 128 733 хил. лв.

Полезният срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, е съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, техническите изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционните 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021г. оборотният капитал за производство е в размер на 69 157 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,43%.

Условно- постоянни разходи:

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период разходите за амортизации са 3 864 хил. лв.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за заплати възлизат на 10 698 хил. лв. и за осигуровки 2 983 хил. лв. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същото, както е в края на 2019 г.. В прогнозата е отчетено 10% увеличение на същите в съответствие с тенденциите в Р. България.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

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 служебни карти и 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, гориво за разпалване - мазут, разходи за закупени CO_2 квоти, 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 са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Дружеството планира горивният микс за топлофикационния блок да се състои от:

Въглища - доставяни от „Тибиел“ ЕООД, с оптимални качествени показатели за производствения процес и цена 286 лв/$t_{уг}$, франко ТЕЦ. Представена е справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2019 г.

Разходите за гориво за разпалване – мазут, са изчислени по цена 880 лв./t.

Разходите за консумативи са 3 296 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 и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитира значително количество парникови газове. Поради 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 ПГ от ИАОС към МОСВ, в който са попълнени прогнозното количество въглища и мазут заедно с техните качествени показатели. Общото прогнозно количество CO_2, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата, е изчислено на 1 070 296 t.

Разходите за закупуване на квоти за регулаторния период са изчислени при цена 25,00 евро/t CO_2.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 10 698 хил. лв. на 9 726 хил. лв. или с 972 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в

съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 2 983 хил. лв. на 2 712 хил. лв., или с 271 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 52 333 хил. лв. на 30 826 хил. лв. или с 21 507 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 716 720 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,73% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като твърдата биомаса и отпадна дървесина са запазени като дял в микса на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Модифицираното гориво RDF, другите твърди горива и различните форми на боклуци са изключени от общия микс. Коригирано е количеството местни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност на нивото на отчетената през базисната година;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

- запазена е цената на биомасата от 70,78 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2 100 kcal/kg на нивото на отчетената стойност за 2019 г, съгласно т. 8 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството.

Показатели	**Дименсия**	**Суббитуми-нозни въглища**	**мазут**	**карбамид**	**тв. биомаса**	**отпадна дървесина**	**RDF**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	72,1900	77,4000	74,1000	100,0000	112,0000	101,5000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	7,4975	40,0000	41,9860	11,6000	15,6000	15,8480	
3. Коефициент на окисление:	-	95,75%	100%	100%	100%	100%	100%	
ТЕЦ Бобов дол		**1 351 072**	**2 330**	0,00	**285 000**	**463**	0	
емитирани $C0_2$	**t**	700 182	7 214	0,0	0,0	0,0	9 324,9	**716 720**

Емитирани CO_2 – 716 720 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 716 720 t X 43,01 лв./t **= 30 826 хил. лв.**

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-33-5

от 04.06.2020 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е представило възражение по Доклада, относно:

1. Справка № 4 „ТИП производство“. Дружеството възразява срещу извършените корекции в горивен микс - „*Комисията въвежда за изгаряне освен въглища и твърда биомаса и отпадна дървесина в същия дял, както в отчетната година*“. Също така се посочва, че към момента действащото Комплексно разрешително не позволява използването на алтернативни горива. Поради което, дружеството е предвидило горивният микс да е съставен единствено от въглища и мазут. Това предполага и планирането на разходите за CO_2 да се определят с горивна компонента - въглища и мазут, както е посочено в заявлението: въглища - 1 782 572 t, биогорива - 0 t., мазут – 2 330 t. Съответно емитираните количества CO_2 при прогнозирани от дружеството: емисионен фактор - 70,84 tCO_2/TJ, долна топлина на изгаряне – 8,79 GJ/t и коефициент на окисление за поток въглища 95,75%, ще бъдат - 1 070 296 t CO_2. Разходите за закупуване на квоти ще са 1 070 296 t x 22 евро = 46 052 хил. лв.

2. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,73% на 3,24%. Дружеството твърди, че привлечените средства са на база на публична емисия на облигации и договори за лизинг с водещи компании. Равнището на лихвените нива и конспекта за публичното предлагане е одобрен от КФН и са регистрирани емисии в ЦД с кодове BG2100005128 и BG2100004154. В заявлението е посочена подробна информация за всеки договор с оглед на обоснована информация и прилагането на общите условия. Непризнаването на лихвените нива ще увреди финансовото състояние на дружеството неоснователно. Дружеството предлага възстановяване на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал и преизчисляването ѝ в цената.

3. Необходими годишни приходи - Дружеството счита, че направените корекции неоснователно предизвикват недостиг на приходи в размер на 81 292 хил. лв. и не е ясно откъде да ги формират.

Елемент на прихода	Количество MWh	Цена по доклада лв./MWh	Стойност хил. лв.
Топлинна енергия с топлоносител гореща вода	175 200	73,71	12 913,99
Високоефективно комбинирано производство	113 880	156,69	17 843,86
Невисокоефективно производство	1 045 462	89,43	93 495,67
ОБЩО			**124 254**
Необходими годишни приходи			205 546
Разлика			-81 292

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на горивния микс в справка № 4 „ТИП в производството“ не се приема. В Комисията не са постъпвали официални данни от дружеството за наложена забрана от страна на МОСВ за изгаряне на биомаса-отпадна дървесина и твърда биомаса. Изключен е от горивния микс RDF, гориво което е използвано през изминалия ценови период. Количествата горива и излъчваните емисии CO_2 са представени в табличен вид:

Показател	**Дименсия**	**суббитуминозни въглища**	**мазут**	**карбамид**	**тв. биомаса**	**отпадна дървесина**	**RDF**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	72,1900	77,4000	74,1000	100,0000	112,0000	101,5000	

2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm^3)	7,4975	40,0000	41,9860	11,6000	15,6000	15,8480	
3. Коефициент на окисление:	-	95,75%	100%	100%	100%	100%	100%	
ТЕЦ Бобов дол **емитирани CO_2,** **t**		**1 351 072** 700 182	**2 330** 7 214	0,00 0,0	285 000 0,0	463 0,0	0	**707 395**

2. Възражението на дружеството относно корекцията на норма на възвръщаемост на капитала не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма.

От нормативно регламентираната формула за ценообразуващия елемент – норма на възвръщаемост на капитала, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ, е видно, че изискването за *съответствие с пазарната норма* се прилага спрямо величината $НВ_{пк,}$ която обозначава средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал, а не спрямо лихвите по отделните договори за кредит, които участват при изчислението ѝ. След преценката за съответствие с пазарната норма и евентуална корекция в тази връзка, Комисията определя целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал, която участва в гореизложената формула за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала (прогнозната среднопретеглена цена на капитала) за прогнозния регулаторен период, а не за предходни периоди.

Това нормативно изискване е въведено чрез изменение, през 2007 г., на отменените понастоящем Наредба за регулиране на цените на топлинната енергия и Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия, които се приемаха от Министерския съвет, поради което дружествата са били достатъчно добре информирани за регулаторните изисквания на Комисията при сключване на договорите за кредити и е следвало да предвиждат клаузи за предоговаряне в случай на спад на пазарните лихвени нива.

Същият подход при определяне на целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал е заложена в т. 40 и т. 41 от Указанията-НВ. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се изчислява по начина, посочен в т. 40 от Указания-НВ, но се утвърждава до размера, посочен в т. 41 от Указания-НВ. В този смисъл едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо.

3. Възражението на дружеството относно формирането на необходимите годишни приходи не се приема. Извършените корекции от страна на Комисията са описани по-горе, със съответните мотиви и стойности. Други неописани корекции на необходимите приходи на дружеството не са извършвани. Така изчисленият от дружеството „недостиг“ на средства се явява разликата между предложените от дружеството необходими приходи и регулираните от Комисията.

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) – 157,15 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 157,15 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 67,72 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 74,14 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 206 220 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 197 882 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 908 хил. лв. и променливи – 175 974 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 152 998 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,45%
- Електрическа енергия – 1 159 342 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 113 880 MWh
  - от невисокоефективно производство – 1 045 462 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh

С писмо вх. № Е-04-04-14 от 10.06.2020 г. **Омбудсманът на Република България** е представил становище във връзка с Доклада:

1. Според Омбудсмана в Доклада липсват категорични доказателства, че поевтиняването на природния газ към 01.06.2020 г. с 53% спрямо 31.03.2020 г. е отразено напълно в намалението на цената на топлинната енергия, която намалява средно едва с 14-15% спрямо предходния регулаторен период.

2. Омбудсманът възразява срещу предложените цени за новия регулаторен период, които са по-високи от действащите за някои от топлофикационните дружества, като „Топлофикация София“ ЕАД например.

3. Според Омбудсмана, Регулаторът трябва да разясни на гражданите защо кредитират топлофикационните дружества, като освен, че заплащат за прогнозно, а не за действително потребление, ще трябва да заплащат и по прогнозни цени, в които са включени прогнозни разходи за природен газ. В тази връзка прави възражение, че съгласно последните изменения в НРЦТЕ, цените на топлинната енергия могат да се изменят веднъж на 6 месеца, при условие, че е налице съществено изменение между

определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. Възразява и срещу приетия критерий за същественост от 15%. Счита, че така няма да бъдат отразени в цените несъществените изменения от 5%, които в досегашната практика на КЕВР се отразяваха в цените на топлинната енергия.

4. Омбудсманът твърди, че в Доклада напълно липсва оценка на ефекта от прилагането на регулаторния метод „норма на възвръщаемост на капитала“, както и обосновка за запазването на този метод и през новия регулаторен период.

5. Твърди се, че Докладът защитава почти изцяло интересите на топлофикационните дружества, а не и на гражданите по равно.

6. Изразява се мнение, че регулираните цени трябва да стимулират икономическата ефективност на енергийните дружества, които работят в условията на естествен монопол и в тази връзка липсва оценка до каква степен регулираните цени през изминалия регулаторен период са повлияли на този показател.

7. Омбудсманът е коментирал данни за „Топлофикация София“ ЕАД, като дружеството с най-много клиенти в страната и твърди, че причина за по-ниското производство и продажба са климатичните фактори, които оказват основно влияние върху продажбата. От Доклада става ясно само, че при определяне на прогнозните количества на продажбите са анализирани климатичните фактори и тенденции на пазара на топлинна енергия по отношение на: брой консуматори, присъединен топлинен товар, потребление за отопление и БГВ, поведение на клиентите, дейности за ремонт и инвестиции. В тази връзка, настоява „Топлофикация София“ ЕАД да оповести публично тези анализи, тъй като те не са посочени в заявлението на дружеството. Омбудсманът твърди още, че загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа трябва да отговарят на планираните, а не на действителните за предходния период и не приема, че „…в производствената програма за новия ценови период, дружеството залага да се запази делът от топлоотдаване в мрежата и делът на загубите от изтичане“.

8. Според Омбудсмана в Доклада липсват констатации относно качеството на топлоснабдяването и качеството на обслужване и че тези показатели трябва да бъдат анализирани и да намерят отражение в цените на топлинната енергия за новия регулаторен период.

9. Изразено е мнение, че за клиентите на топлофикационната услуга не е приемливо цените на топлинната енергия системно да се повишават, докато качеството на услугата не се подобрява, а финансовото състояние се влошава.

10. Поставен е въпрос - Какво би последвало, ако прогнозната цена на природния газ се окаже по-висока от реалната, тъй като за следващия регулаторен период потребителите ще плащат цената на топлинната енергия въз основа на прогнозно потребление и прогнозни цени.

След преглед на постъпилото становище от Омбудсмана на Република България Комисията счита:

1. Относно коментара на Омбудсмана, че поевтиняването на природния газ към 01.06.2020 г. с 53% спрямо 31.03.2020 г. не е отразено напълно в намалението на цената на топлинната енергия с 14-15% спрямо предходния регулаторен период може да се посочи, че при цена на природния газ от 01.07.2019 г. в размер на 44,9 лв./MWh и цена на топлинната енергия в размер на 95,64 лв./MWh, в Доклада при цена на природния газ от 35,25 лв./MWh, цената на топлинната енергия е в размер на 81,57 лв./MWh. Следователно при 21,79% понижение на цената на природния газ понижението на цената на топлинната енергия е 14,71%, което е напълно реално с оглед дела на горивните разходи в микса на общите разходи. Отнасянето на понижението на природния газ на месечна база към реалното понижение на цената на топлинната енергия за годишна база е несъпоставимо.

2. По отношение на възражението на Омбудсмана срещу предложените цени за новия регулаторен период, които са по-високи от действащите за някои от

топлофикационните дружества, следва да се има предвид, че 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. Комисията извършва регулаторен преглед и след обоснована преценка на предложените от дружеството ценообразуващи елементи, коригира нивото на определени разходи, като излага мотиви.

3. Не може да бъде споделено изразеното мнение, че Комисията кредитира топлофикационните дружества, като клиентите заплащат за прогнозно, а не за действително потребление. Всички цени са за прогнозен период, в този смисъл и всички разходи и количества енергия са прогнозни.

4. Относно прилагането на регулаторния метод „норма на възвръщаемост на капитала“ следва да се има предвид, че съгласно чл. 3, ал. 5 от НРЦТЕ Комисията с решение определя приложим метод за ценово регулиране за енергийните предприятия, като за предприятията от сектор „Топлоенергетика“, Комисията е приела метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с решение по протокол № 28 от 21.02.2012 г., което до настоящия момент не е изменяно. Предвид посоченото обстоятелство, в настоящото производство не е необходимо и не се излагат мотиви относно промяна на метода на ценово регулиране.

5. Относно изразеното мнение, че Докладът защитава почти изцяло интересите на топлофикационните дружества, а не и на гражданите паритетно, следва да се вземат под внимание описаните по-горе в мотивите корекции на заявените от дружествата прогнозни ценообразуващи елементи, които са обосновани именно с принципа за осигуряване на баланс между интересите на клиентите и на енергийните предприятия.

6. Извършените от Комисията обосновани корекции на определени нива на разходните позиции стимулират дружествата да работят ефективно с минимални разходи, с оглед запазване на възвръщаемостта за периода и по този начин приближават поведението на естествените монополисти до пазарното такова.

7. Относно коментара за прогнозните количества топлинна енергия на „Топлофикация София“ ЕАД следва да се има предвид, че Комисията се съобразява с производствената програма на дружеството, като във връзка с изискването за ефективност са извършени корекции, които са описани в раздел „образуване на цените“ за „Топлофикация София“ ЕАД.

8. По отношение на изложеното от Омбудсмана за липса на констатации относно качеството на топлоснабдяването и качеството на обслужване и тяхното отражение в цените на топлинната енергия за новия регулаторен период, следва да се посочи, че те не са обект на разглеждане в настоящото производство.

9. Мнението, че цените на топлинната енергия системно се повишават, докато качеството на услугата не се подобрява, е израз на субективна преценка, а финансовото състояние на дружеството е анализирано в Доклада.

10. По поставения въпрос какво би последвало, ако прогнозната цена на природния газ се окаже по-висока от реалната, тъй като за следващия регулаторен период потребителите ще плащат цената на топлинната енергия въз основа на прогнозно потребление и прогнозни цени, следва да се има предвид, че тази хипотеза е предвидена и уредена в НРЦТЕ, като цените на топлинната енергия се коригират своевременно при наличие на съществено изменение на цената на природния газ, а в допълнение са регламентирани корекции на необходимите приходи при разлика между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за основно гориво.

С писмо с вх. № Е-03-15-9 от 08.06.2020 г. **от г-жа Цветанка Илиева Цанева, клиент на „Топлофикация София“ ЕАД** са постъпили 8 (осем) въпроса, както следва:

1. ***Каква е средната цена на природния газ за регулаторния период от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г., след като КЕВР утвърди месечните цени на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД, считано от 5 август 2019г.?***

2. ***Каква е средната цена на природния газ за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г. след утвърждаването на месечните цени на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД от 5 август 2019 г., на основание на която КЕВР определи цената на топлинната енергия за „Топлофикация София“ ЕАД за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г., съгласно §2, ал. 6 от Закона за допълнение на Закона за енергетиката, публикуван в ДВ, бр. 38 от 24 април 2020 г.?***

3. ***На база на какво количество природен газ в MWh КЕВР е изчислила разходите за природен газ на „Топлофикация София“ ЕАД за ценовия период от 1 юли 2020 г. до 30 юни 2021 г., които са включени в цената на топлинната енергия?***

4. ***В случай, че на „Топлофикация София“ ЕАД бъдат определени безплатни квоти за 2021 г., кога и по-какъв начин ще бъдат намалени разходите за въглеродни емисии, включени в цената на топлинната енергия, или ще останат в полза на дружеството, предвид на писмо от ИАОС, че количества безплатни квоти за 2021 г. за всички дружества следва да бъдат разпределени до 28 февруари 2021 г.?***

5. ***Ще бъдат ли предприети действия от КЕВР и какви за това, че дружеството е отчело повече разходи за работна заплати в размер на 8 751 хил. лв. от тези, които са били включени в цената на топлинната енергия за ценовия период 01.07.2019 г.-30.06.2020 г.?***

6. ***Намалението на персонала на дружеството, така както е посочено в Доклада, на стр. 83 (щатните бройки през 2020 г. са намалени с 30) отразено ли е в определянето на размера на социалните разходи за ценовия период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. или не, тъй като тези разходи би трябвало да се определят на брой работещи в дружеството?***

7. ***При определянето на размера на социалните разходи, които са включени в цената на топлинната енергия на „Топлофикация София“ ЕАД за ценовия период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г., признати ли са социални разходи и за членовете на Надзорния и Управителния съвет на дружеството? В случай, че са признати тези разходи, моля, посочете на какво основание КЕВР допуска да се плащат социални разходи на членовете на НС и УС?***

8. ***Съдебните разходи в размер на 4 000 хил. лв., посочени на ред 5.12 в колона № 9 „Прогноза за НРП от 7.2020г.“ в Справка № 1 „Разходи за производство“, включени ли са в цената на топлинната енергия за регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. В случай, че са признати, моля посочете основанията за това?***

По поставените въпроси Комисията счита:

1. ***Каква е средната цена на природния газ за регулаторния период от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г., след като КЕВР утвърди месечните цени на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД, считано от 5 август 2019г.?***

Цените на природният газ са публично достъпни на официалния сайт на Комисията.

На основание §2, ал. 2-5, ал. 7 и ал. 14 във връзка с §3 от ПЗР на ЗД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., КЕВР е утвърдила цени, по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, включително на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, както следва: за периода 5 август 2019 г. – 31 август 2019 г. с Решение № Ц-15 от 08.05.2020 г., за периода 1 септември 2019 г. – 30 септември 2019 г. с Решение № Ц-16 от 08.05.2020 г., за периода 1 октомври 2019 г. – 31 октомври 2019 г. с Решение № Ц-17 от 13.05.2020 г., за периода 1 ноември – 30 ноември 2019 г. с Решение № Ц-18 от 13.05.2020 г., за периода 1 декември 2019 г. – 31 декември 2019 г. с Решение № Ц-19 от 13.05.2020 г., за периода 1 януари 2020 г. – 31 януари 2020 г. с Решение № Ц-20 от 20.05.2020 г., за периода 1 февруари 2020 г. – 29 февруари 2020 г. с Решение № Ц-21 от 20.05.2020 г. и за периода 1 март 2020 г. – 31 март 2020 г. с Решение № Ц-22 от 20.05.2020 г. По силата на §2, ал. 7 от ПЗР на ЗД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., с посочените

решения са утвърдени цени, които са за целите на изчисляване на сумите, които общественият доставчик на природен газ и крайните снабдители на природен газ възстановяват на клиентите за доставка на природен газ.

За този период дружества са закупували природен газ и от свободния пазар на свободно договорени цени.

Направените коментари относно Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. не са релевантни към настоящото административно производство.

2. ***Каква е средната цена на природния газ за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г. след утвърждаването на месечните цени на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД от 5 август 2019 г., на основание на която КЕВР определи цената на топлинната енергия за „Топлофикация София“ ЕАД за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г., съгласно §2, ал. 6 от Закона за допълнение на Закона за енергетиката, публикуван в ДВ, бр. 38 от 24 април 2020 г.?***

Комисията е постановила Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г., в което са посочени цените и количествата природен газ, с които са определени цените на топлинната енергия за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г.

3. ***На база на какво количество природен газ в MWh КЕВР е изчислила разходите за природен газ на „Топлофикация София“ ЕАД за ценовия период от 1 юли 2020 г. до 30 юни 2021 г., които са включени в цената на топлинната енергия?***

В Доклада и проекта на решение, приет от Комисията, който беше подложен на обществено обсъждане, прогнозното количество природен газ за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. е 661 526,33 knm^3.

4. ***В случай, че на „Топлофикация София“ ЕАД бъдат определени безплатни квоти за 2021 г., кога и по-какъв начин ще бъдат намалени разходите за въглеродни емисии, включени в цената на топлинната енергия, или ще останат в полза на дружеството, предвид на писмо от ИАОС, че количества безплатни квоти за 2021 г. за всички дружества следва да бъдат разпределени до 28 февруари 2021 г.?***

В НРЦТЕ е предвидена възможност за корекция на необходимите приходи при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

5. ***Ще бъдат ли предприети действия от КЕВР и какви за това, че дружеството е отчело повече разходи за работна заплати в размер на 8 751 хил. лв. от тези, които са били включени в цената на топлинната енергия за ценовия период 01.07.2019 г.-30.06.2020 г.?***

Комисията е предприела действия, като за периода 01.07.2020-30.06.2021 г. е утвърдила стойността на разхода, включен в цените през изминалия ценови период, индексиран с 8,9%. Изплащането от страна на дружеството на по-високи разходи за работна заплата е за сметка на възвръщаемостта на капитала.

6. ***Намалението на персонала на дружеството, така както е посочено в Доклада, на стр. 83 (щатните бройки през 2020 г. са намалени с 30) отразено ли е в определянето на размера на социалните разходи за ценовия период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. или не, тъй като тези разходи би трябвало да се определят на брой работещи в дружеството?***

В заявлението на „Топлофикация София“ ЕАД е посочено, че през 2020 г. ръководството на дружеството е предприело действия и мерки за оптимизиране на персонала, включващи в себе си редуциране на административен персонал с до 20% и закриване на 30 щатни бройки от структурата на топлорайоните, като не е посочен етапът на изпълнение на планираните мерки. Намалението на персонала на дружеството с 30 щатни бройки най-вероятно ще се извърши поетапно в рамките на годината и драстичното редуциране от страна на КЕВР на разходите за работна заплата не предизвиква надвземане на суми от позицията.

7. ***При определянето на размера на социалните разходи, които са включени в цената на топлинната енергия на „Топлофикация София“ ЕАД за ценовия период от***

01.07.2020 г. до 30.06.2021 г., признати ли са социални разходи и за членовете на Надзорния и Управителния съвет на дружеството? В случай, че са признати тези разходи, моля, посочете на какво основание КЕВР допуска да се плащат социални разходи на членовете на НС и УС?

Предложената стойност на социалните разходи от дружеството е силно редуцирана от 11 853 хил.лв. на 9 885 хил.лв. или с 16,60%. В тази силно намалена рамка на разхода, дружеството е длъжно да се вмести, като спазва всички законови и нормативни изисквания за начисляване на разхода.

8. ***Съдебните разходи в размер на 4 000 хил. лв., посочени на ред 5.12 в колона № 9 „Прогноза за НРП от 7.2020г." в Справка № 1 „Разходи за производство", включени ли са в цената на топлинната енергия за регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.***

В случай, че са признати, моля посочете основанията за това?

В разходната част на цените са включени съдебни разходи в размер на 2 392 хил. лв., като едновременно са извадени 1 485 хил.лв. приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения. Така нетната сума за съдебни разходи е 907 хил. лв. Увеличението на събираемостта на вземанията на дружеството се дължи именно на воденето на съдебни дела с неизправните длъжници. В Справка № 1 „Разходи", която е част от електронния ценови модел, утвърден с Указания – НВ, е предвидена позиция „съдебни разходи".

С писмо с вх. № Е-12-00-329 от 08.06.2020 г. от г-жа Анжелика Цокова, председател на Движение за национално единство и спасение (ДНЕС) е постъпило по електронната поща на Комисията становище във връзка с Доклада, в което се посочва следното:

Писмото е адресирано и до г-н Валентин Николов, председател на Комисията по енергетика към Народното събрание, в което се настоява в качеството на надзорна инстанция, Комисията по енергетика към Народното събрание да въздейства на КЕВР за отлагане в разумен и законен срок на обществените обсъждания на проекта на решенията за изменение на цените на топлинната и електрическа енергия от 01.07.2020 г., като същите се проведат в нормални условия, а не неприсъствено от разстояние. Направено е и предложение за реорганизация на Комисията и пълна смяна на състава ѝ чрез прилагане на определената процедура в Третия енергиен пакет на Европейската комисия (ЕК). Основание за направените предложения от ДНЕС са изложените в писмото мотиви, както следва:

1. С публикуването на 05.06.2020 г. на две съобщения на интернет страницата на Комисията за насрочени две обществени обсъждания на 09.06.2020 г. на проекти на решения за утвърждаване на нови цени на топлинната и електрическа енергия от 01.07.2020 г. не е дадена възможност на гражданските организации за участие, поради: формалното и безотговорното подхождане на КЕВР, като определя само четири дни, от които два почивни, в който срок заинтересованите страни нямат възможност да реагират, липса на необходимия административен капацитет на КЕВР, за да участва компетентно и с обосновани позиции в тези „обществени" обсъждания, провеждането им е от разстояние /по скайп/, въпреки отменените ограничителни мерки, съгласно Заповед на Министъра на здравеопазването, считано от 30.05.2020 г. се разрешават такива мероприятия при заетост на местата до 30% от общия капацитет, и по този начин се погазват правата им като потребители.

2. На основание чл. 83 и чл. 186, ал. 1 от АПК от ДНЕС се оспорват подготвените нормативни актове на КЕВР, защото накърняват правата им и законни интереси, пораждат необосновани задължения и финансови щети за потребителите и са незаконосъобразни и нецелесъобразни в това си качество. В писмото е посочено, че резултатите от завършилата проверка на „Топлофикация София" ЕАД от Комисията за пореден път потвърждават това, което от години ДНЕС доказват и дават предложения.

3. С подготвените проекторешения КЕВР отново грубо погазва изискванията за ценово регулиране, определени със заложените принципи в чл. 23 и чл. 24 и особено в чл. 31, т. 1 на ЗЕ, цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин. От началото на 2017 г. в Комисията е въведена практика за необосновано и едностранно създаване на „резерви“ чрез цените за бъдещи периоди в щета на крайните клиенти. Сега по същия начин се цели да се изчистят манипулациите в сметките за месеците януари, февруари и март 2020 г. чрез цените на топлинната и електрическата енергия. С новите завишени цени е възможно да се отвлекат и част от финансовите средства, които трябва да се върнат на потребителите от значителното понижаване на цените на природния газ.

4. Предвид натрупаната информация и факти за системни нарушения от страна на КЕВР на изискванията на чл. 10, ал. 3 от ЗЕ за независимост, безпристрастност, професионализъм, почтеност, последователност, публичност и прозрачност при регулиране на дейностите в енергетиката и във водоснабдяването и канализацията, десет граждански организации са внесли в началото на м. април 2020 г. предложение в обем от 20 страници и няколко приложения за реорганизация на Комисията и за пълна смяна на състава ѝ чрез прилагане определената процедура в Третия енергиен пакет на ЕК.

В заключение Гражданското движение очаква да се определи дата за обсъждане на това предложение в най-кратък срок.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

1. Съгласно 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) *по време на извънредното положение и два месеца след неговата отмяна държавни и местни органи, съвети, комитети, комисии, включително органи на управление или контрол на фондове, сметки и други, които не са юридически лица, може да провеждат заседания от разстояние, като се осигурява пряко и виртуално участие при спазване изискванията за кворум и лично гласуване, или да приемат решения неприсъствено. За проведеното заседание се изготвя протокол. За неуредените въпроси се прилагат специалните закони и актовете по прилагането им.*

На основание горната норма, с изрично съобщение, публикувано на интернет страницата на КЕВР, заинтересованите лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ са поканени за дистанционно участие в общественото обсъждане, като от страна на КЕВР е осигурена възможност на всеки желаещ да вземе участие, както чрез **писмени въпроси и изказвания (**изпращани на електронна поща на служител на Комисията до 16.00 часа на 08.06.2020 г.), така и **чрез програма за съобщения Skype**, посредством заявка за участие в срок до 16:00 часа на 08.06.2020 г.). Гражданско движение „ДНЕС“ не са заявили и взели участие в общественото обсъждане чрез програмата за съобщения Skype.

В допълнение следва да се посочи, че заинтересованите лица могат да изразят своите позиции освен чрез изказвания в рамките на общественото обсъждане, също така и чрез писмени становища, в законоустановения 14-дневен срок.

Останалите предложения на Гражданско движение ДНЕС са неотносими към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

С писмо вх. № Е-12-00-328 от 08.06.2020 г. **инж. Огнян Винаров** – пълномощник на БТТП и „Граждански контрол“ е представил следното становище:

1. Наложителна смяна на Председателя на КЕВР и избор на нов състав на Комисията, която да се раздели на две комисии – енергиен и воден регулатор (КЕР и КВР);

2. Възразява срещу начина на провеждане по скайп на общественото обсъждане, което лишава от дебат работодателите, синдикатите, Комисия за защита на потребителите и др. организации, които нямат достъп до КЕВР.

3. Предлага отмяна на НРЦТЕ, НРЦЕЕ и на Наредба за регулиране на цените на водоснабдителните и канализационните услуги.

4. Предлага цената на топлинната енергия да се определя на всеки 3 месеца, а цената на електрическата енергия на 6 месеца в зависимост от цената на природния газ и при разлика от увеличение от 5%.

5. КЕВР не е изискала в края на 2019 г. отчет на изпълнението на бизнес плановете на В и К операторите за тригодишен период 2017 г. – 2020 г. и при установяване, че дружествата не са намалили загубите в мрежата да последва намаление на цената на водата за четвъртата година.

6. Предлага Комисията да се избира от Граждански енергиен форум, съгласно Третия енергиен пакет, за да няма партийна зависимост.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

По отношение на възражението по т. 2 мотиви са изложени по-горе при разглеждане на възражението на движение ДНЕС. Останалите предложения на г-н Винаров са неотносими към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

След проведеното на 09.06.2020 г. обществено обсъждане с писмо вх. № О-12-00-353 от 16.06.2020 г. от **Гражданска платформа „Изправи се.БГ“** е постъпило възражение във връзка с Доклада:

1. Относно начина на провеждане на общественото обсъждане само по Skype.

Гражданска платформа „Изправи се.БГ“ (ГП „Изправи се.БГ“) счита, че регулаторът не е осигурил възможност на всички заинтересовани лица по чл. 14 ал. 2 от ЗЕ да участват в проведеното общественото обсъждане на 09.06.2020 г., поради възможност за връзка само по Skype. Като съгласно т. 6 от Заповед № РД-01-302 от 03.06.2020 г. на министъра на здравеопазването, считано от 30 май 2020 г. се разрешава да се провеждат конгресни мероприятия, семинари и др. от такъв характер при заетост на местата до 30% от общия капацитет. Следователно според ГП „Изправи се.БГ“, Комисията е можела да проведе общественото обсъждане присъствено, при спазване изискванията на цитираната заповед на министъра на здравеопазването.

2. Относно използваната среднопретеглена цена на природния газ.

Съгласно §2, т. 6 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) на Закона за допълнение на ЗЕ (обн. ДВ бр.38 от 24.04.2020 г.), Комисията утвърждава нови цени на топлинната енергия (ТЕ) /за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г., с Решение № 24 от 10.06.2020 г./. ГП „Изправи се.БГ“ счита, че е неправилно един ден след провеждането на общественото обсъждане да бъдат утвърдени новите цени на ТЕ. Посочва се последователност, която е трябвало да се извърши от Комисията. Като първа стъпка се посочва публикуването на новите цени на ТЕ със задна дата, като втора провеждане на общественото обсъждане относно прегледа за дейността на топлофикационните дружества за регулаторния период от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г.

Твърди, че в Решение № 24 от 10.06.2020 г. няма посочени данни за среднопретеглената цена на природния газ по дружества за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г., както и за периода от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г. Като се отбелязва, че липсата на тази информация лишава от възможност потребителите на топлинна енергия да направят сравнения с определената средна цена на природния газ за периода от 1 юли 2020 г. до 30 юни 2021 г. в Доклада от 31,58 лв./MWh, ГП „Изправи се.БГ“ изисква от Комисията да посочи тези данни в решението, което предстои да вземе за новите цени на топлинна енергия от 1 юли 2020 г.

3. Относно липсата на анализ за загубите и причините, които са довели седем от топлофикационните дружества в страната да приключат 2019 г. на загуба.

„Топлофикация София“ ЕАД е с исторически най-високата годишна загуба в размер на 81 814 хил. лв., „Топлофикация – Плевен“ ЕАД със загуба от 2 054 хил. лв.,

„Топлофикация-ВТ“ АД със загуба от 1 595 хил. лв., „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД със загуба от 930 хил. лв., „Топлофикация-Разград“ АД със загуба от 1 201 хил. лв., „Топлофикация – Перник“ АД със загуба от 1 187 хил. лв., „Топлофикация – Габрово“ ЕАД със загуба от 2 248 хил. лв. ГП „Изправи се.БГ“ твърди, че в предишните регулаторни периоди са публикувани годишните финансови отчети /ГФО/ на топлофикационните дружества на Интернет страницата на Комисията, заедно със заявленията им за новите цени. Тази година това не е направено. Също така внасят следното важно уточнение, за което са останали с впечатление, че на членовете на КЕВР не им е известно:

„3.1 В нормативните документи издадени от КЕВР няма задължение за топлофикационните дружества да публикуват на Интернет страниците си ГФО след заверяването им от одиторите и при представяне на КЕВР;

3.2 Съгласно чл. 38 ал.1 т.1 от Закона за счетоводството, топлофикационните дружества са задължени да заявят вписване на ГФО в Търговския регистър в срок до 30 юни на следващата година;

3.3 Съгласно §33 от ПЗР на Закона за мерките и действията по време на извънредното положение, обявено с решение на Народното събрание от 13 март 2020 г., срокът по чл.38 ал.1 т.1 от Закона за счетоводството се удължава до 30 септември 2020 г.“

ГП „Изправи се.БГ“ твърди, че Комисията провежда обществените обсъждания с гражданите и техните организации, като прави регулаторен преглед на дейността на топлофикационните дружества в началото на месец юни. Ако не публикува на Интернет страницата си ГФО на топлофикационните дружества, заинтересованите лица няма да имат възможност за достъп до тази информация, предвид посоченото в т. 3.1, 3.2 и 3.3 от настоящото становище. ГП „Изправи се.БГ“ очаква незабавно да се публикува ГФО на топлофикационните дружества към 31 декември 2019 г. на Интернет страницата, тъй като те вече са предоставени на Комисията.

Също така настояват да се знае какви са причините „Топлофикация София“ ЕАД да приключи 2019 г. със загуба от почти 82 млн. лв., и дали това са утвърдените цени на топлинна енергия и електроенергията от КЕВР, или неизпълнението на приходите, несъбраните вземания от топлинна енергия, увеличените разходи или др. Като пример се посочва, че в цената на топлинна енергия на „Топлофикация София“ ЕАД от 1 юли 2019 г. са включени разходи за закупуване на въглеродни емисии в размер на 29 млн. лв., при цена на емисиите 25 евро/t, а в заявлението на дружеството за новите цени от 1 юли 2020 г. до КЕВР на стр. 57 е посочено, че дружеството отчита разходи за покупка на емисии за периода от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г. в размер на 63 млн. лв. при средна цена, по-висока от утвърдената от КЕВР в размер на 26,32 евро/t. Поставя се въпрос, кой ще понесе отговорността в случая, ако Комисията признае едни разходи в цените, а дружеството извършва по-големи от утвърдените му. ГП „Изправи се.БГ“ настояват в предстоящото решение, с което ще бъдат утвърдени новите цени от 1 юли 2020 г., да бъде направен подробен анализ на причините, които са довели седем от топлофикационните дружества да приключат 2019 г. на загуба.

4. Относно начина на утвърждаване на цени на топлинна енергия.

ГП „Изправи се.БГ“ иска незабавно да бъде отменена Наредбата за изменение и допълнение /НИД/ на НРЦТЕ, издадена от КЕВР (обн. в ДВ бр. 47 от 22.05.2020 г.). Посочва, че предвиденият в нея начин за утвърждаване на цени на топлинна енергия чрез определянето на средна прогнозна цена на природния газ за 12 месеца напред не е в интерес нито на потребителите, нито на топлофикационните дружества.

ГП „Изправи се.БГ“ посочва, че в Решение № Ц-23 от 01.06.2020 г. на КЕВР е утвърдена цена на природния газ в размер на 20,33 лв./MWh от 1 юни 2020 г., а в Доклада на КЕВР е изчислена прогнозна цена на природния газ за периода от 1 юли 2020 г. до 30 юни 2021 г. в размер на 31,58 лв./MWh, която е с 55,33% по-висока от действащата в момента. Изразено е мнение, че докато топлофикационните дружества заплащат на

„Булгаргаз“ ЕАД природния газ по средна цена по-ниска от 31,58 лв./MWh, потребителите, чрез утвърдените нови цени на топлинна енергия, ще кредитират безлихвено топлофикационните дружества. Като може в рамките на следващата една година, определената от КЕВР средна цена на природния газ да не бъде достигната, оставайки по-ниска през целия период, а събраните пари от потребителите по този начин ще останат в топлофикационните дружества. Посочва се, че в §8, изречение второ от ПЗР на НИД на НРЦТЕ (обн. ДВ бр. 47/22.05.2020г.), КЕВР няма да извършва предвидените корекции по реда на чл. 8, ал. 10 от същата за периода от 1 юли 2020 г. до 30 юни 2021 г. Като по време на общественото обсъждане проведено на 9 юни 2020 г. в КЕВР, това не е било напълно коректно обяснено от представителите на регулатора. Изказва се мнение, че потребителите на топлинна енергия, докато чакат да видят в изравнителните си сметки за периода от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г. колко пари имат да им връщат топлофикационните дружества, последните вече ще са започнали да им ги събират от 1 юли 2020 г. чрез новите цени на топлинна енергия, които Комисията ще утвърди съгласно предложения Проект.

Поради тези причини ГП „Изправи се.БГ“ настоява Комисията да отмени НИД на НРЦТЕ (обн. ДВ бр. 47 от 22.05.2020 г.), защото считат, че този модел на ценообразуване може да е подходящ за определянето на регулираната цена на електрическата енергия, но не и за топлинна енергия. Според становището, цените на променливите разходи, които участват в определянето на цените на топлинна енергия - природен газ и въглеродни емисии, се формират на световните борси и често се изменят. Също така променливите разходи представляват над 65 % от всички разходи в цената на топлинна енергия, докато в цената на електрическата енергията те нямат такъв голям дял.

5. Относно разходите за ремонт на топлофикационните дружества.

ГП „Изправи се.БГ“ твърди, че дружествата са поискали общо разходи за ремонти в размер на 27 463 хил. лв., а в Доклада са в размер на 19 726 хил. лв., т.е. със 7 737 хил. лв., т.е. са намалени с 28% спрямо заявените.

6. Относно безплатни квоти на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД гр. Пловдив и „Топлофикация Плевен“ ЕАД.

ГП „Изправи се.БГ“ твърди, че в Доклада е посочено, че имат право на безплатни квоти за въглеродни емисии, съответно за топлофикационните дружества от гр. Пловдив в размер на 136 518 t и обща стойност 5 872 хил. лв. и за топлофикационните дружества от гр. Плевен в размер на 189 226 t на обща стойност 8 139 хил. лв., а тези разходи са включени в цените на топлинна енергия.

7. Относно извършени проверки на топлофикационните дружества за изпълнението на показателите за качество на топлинна енергия и обслужването на потребителите.

ГП „Изправи се.БГ“ пита дали ще бъдат публично предоставени резултатите от извършените проверки. Също така се посочва, че за последните 5 години, независимо от многобройните оплаквания от потребители от топлофикационните дружества от градовете София, Перник, Велико Търново и др., нито веднъж не е направена проверка и съответно няма представени публични отчети.

След преглед на постъпилото възражение от ГП „Изправи се.БГ“ Комисията счита:

1. По отношение на възражението относно начина на провеждане на общественото обсъждане мотиви са изложени по-горе при разглеждане на възражението на движение ДНЕС.

2. Възражението на ГП „Изправи се.БГ“ във връзка с Решение № 24 от 10.06.2020 г. е неотносимо към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“. По силата на §2, ал. 6, ал. 7 и ал. 15 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за допълнение на Закона за

енергетиката, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., утвърдените цени с Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. са за целите на изчисляване на сумите, които лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, възстановяват на клиентите, за доставка на топлинна енергия, и на Фонд „Сигурност на електроенергийната система.

3. По отношение на възражението на ГП „Изправи се.БГ“ относно липсата на анализ за загубите и причините, които са довели седем от топлофикационните дружества в страната да завършат 2019 г. на загуба, може да се посочи, че за оценка на финансовото състояние на дружествата е извършен финансов анализ на база представените годишни финансови отчети за 2019 г., който е представен в Доклада за всяко дружество. Финансовият анализ обхваща анализ на данните, съдържащи се в отчета на дохода, както и оценка на финансовите показатели, с оглед оценка на способността на дружествата да покриват краткосрочните си задължения с наличните краткотрайни активи, както и дали притежават собствени средства, с които да инвестират в нови дълготрайни активи и обслужват финансовите си задължения. На всяко дружество е изчислена капиталовата структура - относителното тегло на собствения и на привлечения капитал.

4. Възражението на ГП „Изправи се.БГ“ относно начина на утвърждаване на цени на топлинна енергия с определянето на средна прогнозна цена на природния газ за 12 месеца напред е неоснователно. Възраженията във връзка с НИД на НРЦТЕ (обн. в ДВ бр. 47 от 22.05.2020 г.) са разгледани и обсъдени в процедурата по приемане на тази наредба и са неотносими към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

5. Възражението на ГП „Изправи се.БГ“ относно намалените разходите за ремонт не се приема, като мотиви относно анализа на разходите за ремонти са изложени по-горе в разделите за съответните дружества.

6. Възражението на ГП „Изправи се.БГ“ относно включване в цените на безплатни квоти на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД гр. Пловдив и „Топлофикация-Плевен“ ЕАД не се приема. Посочените в становището количества квоти не са безплатни квоти.

7. Поставените от ГП „Изправи се.БГ“ въпроси относно извършваните и планираните проверки на топлофикационните дружества за изпълнението на показателите за качество на топлинна енергия и обслужването на потребителите са неотносими към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

С писмо с вх. № Е-12-00-376 от 18.06.2020 г. от г-жа Цветанка Илиева Цанева, клиент на „Топлофикация София“ ЕАД са постъпили допълнително 12 въпроса, като 8 въпроса са идентични със зададените в първото подадено становище, допълнителните 4 въпроса са както следва:

1. ***На стр. 13 от Доклада са посочени прогнозни цени на алтернативните горива мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1% по тримесечия за периода от 1 юли 2020 г. до 30.06.2021 г. Кои са източниците ви на информация за изготвянето на представената прогноза на цените на алтернативните горива в Доклада?***

2. ***В Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР размерът на променливите разходи е 392 162 хил. лв., а в Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР техният размер е 332 614 хил. лв., т.е. има разлика от 59 548 хил. лв. На стр. 7 от Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. размерът на сумата, която трябва да бъде възстановена на „Топлофикация София“ ЕАД е 48 070 хил. лв., отчита се разлика от 11 478 хил. лв. Кои са причините за установената разлика от 11 478 хил. лв., и законно обоснована ли е тя?***

3. ***Защо разпределението на общата сума за възстановяване от „Булгаргаз“ ЕАД на „Топлофикация София“ ЕАД в размер 48 070 хил. лв., по отделно за електрическа енергия и ТЕ не е направено, съгласно изискванията на изречение първо на §2, ал. 6 от ПЗР на Закона за допълнение на Закона за енергетиката, а по***

методика определена от КЕВР, пояснена в Решение № Ц-24 от 10.06.2020г. на КЕВР?

4. ***Установената сума от 30 864 191,20 лв. посочена в предоставеното становище, която се получава в резултат на разликата между отчетните и прогнозните количества природен газ и разликата в цените на природния газ за периода от 1 юли 2019г. до 31 март 2020 г. ще бъде ли възстановена на клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, чрез новата цена на топлинна енергия и преференциалната цена на ел. енергия, които ще бъдат утвърдени, считано от 1 юли 2020г. ? Ако, не се възстановява сумата от 30 864 191,20 лв., посочете аргументите и законните основания за това.***

По поставените въпроси Комисията счита:

1. На стр. 13 от Доклада са посочени прогнозни цени на алтернативните горива мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1% по тримесечия за периода от 1 юли 2020 г. до 30.06.2021 г. Кои са източниците ви на информация за изготвянето на представената прогноза на цените на алтернативните горива в Доклада?

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. Следва да се има предвид, че клаузите на договора, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, са търговска тайна.

Хъбовата компонента за съответните тримесечия е определена при отчитане на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса (EEX).

2. В Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР размерът на променливите разходи е 392 162 хил. лв., а в Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР техният размер е 332 614 хил. лв., т.е. има разлика от 59 548 хил. лв. На стр. 7 от Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. размерът на сумата, която трябва да бъде възстановена на „Топлофикация София“ ЕАД е 48 070 хил. лв., отчита се разлика от 11 478 хил. лв. Кои са причините за установената разлика от 11 478 хил. лв., и законно обоснована ли е тя?

Направените от г-жа Цанева изчисления между променливите разходи, посочени в диспозитива на Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. в размер на 392 162 хил. лв. и променливите разходи, посочени в диспозитива на Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. в размер на 332 614 хил. лв., при което е получена разлика от 59 548 хил. лв., като от същата е извадена сумата за възстановяване от „Топлофикация София“ ЕАД, в размер на 48 070 хил. лв., са некоректни. Това е така, тъй като с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г., Комисията е утвърдила **за 12 месечен период** (считано от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г.) пределни цени на топлинната енергия и е определила 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“, а с Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. Комисията е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., а именно **за 9 месечен период**. Поради този факт разходите за горива допълнително се коригират

чрез цената на горивото, така че сумата за възстановяване в размер на 48 070 хил. лв. да се възстанови за 9 месечен период. Оттук се получава разликата в сумите за гориво между двете решения.

3. Защо разпределението на общата сума за възстановяване от „Булгаргаз“ ЕАД на „Топлофикация София“ ЕАД в размер 48 070 хил.лв., по отделно за електрическа енергия и ТЕ не е направено, съгласно изискванията на изречение първо на § 2, ал. 6 от ПЗР на Закона за допълнение на Закона за енергетиката, а по методика определена от КЕВР, пояснена в Решение № Ц-24 от 10.06.2020г. на КЕВР?

Въпросът е неотносим към предмета на настоящото административно производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

4. Установената сума от 30 864 191,20 лв. посочена в предоставеното становище, която се получава в резултат на разликата между отчетните и прогнозните количества природен газ и разликата в цените на природния газ за периода от 1 юли 2019г. до 31 март 2020 г. ще бъде ли възстановена на клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, чрез новата цена на топлинна енергия и преференциалната цена на ел. енергия, които ще бъдат утвърдени, считано от 1 юли 2020г. ? Ако, не се възстановява сумата от 30 864 191,20 лв., посочете аргументите и законните основания за това.

В изпълнение на Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г., поправено с Решение № Ц-25 от 24.06.2020 г. на КЕВР, „Топлофикация София“ ЕАД следва да възстанови на клиентите си 30 554,424 хил. лв. за топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Изказвания по т.3.:

Докладва И. Александров. След проведеното открито заседание и обществено обсъждане на цените на високоефективно комбинирано производство и цените на топлинна енергия с гореща вода и водна пара в Комисията са постъпили възражения от 15 бр. дружества, от Омбудсмана на Р България, от г-жа Цветанка Илиева, от г-жа Анжелика Цокова от Движение за национално единство и спасение (ДНЕС), г-н Огнян Винаров, Гражданска платформа „Изправи се.БГ“ и г-жа Цветанка Илиева с второ писмо. В проекта на решение са изложени мотиви за приемане или отхвърляне на възраженията. Всички топлофикации са възразили относно заплатите, които са били оставени на нивото на предишния ценови период. В тази връзка работната група, имайки предвид че минималната работна заплата има повишение с 8,9% т.г., е приела и приложила следния подход. Разходите за заплати са увеличени с 8,9%, т.е. миналогодишното ниво на заплатите са увеличени с 8,9%, с изключение на „Топлофикация София“ ЕАД. Социалните са запазени като процент от заплатите такива, каквито са в конкретните дружества, за осигуровките, а социалните са запазени на нивото на отчетените стойности през изминалия ценови период. По отношение на ремонтите – има незначително повишение само в дружества, които са представили допълнителна обосновка и доказателства за необходимостта от тяхното извършване. Амортизациите на „Топлофикация София“ ЕАД в производството са коригирани в посока на увеличение. По отношение на претенциите на дружествата в преноса, че амортизациите са за прекалено дълъг период, претенциите не са уважени. Оставен е 35 г. срок на експлоатация на мрежата. По отношение на миксовете на въглищните централи. Отново е направен анализ на всички горива, съпоставен с комплексните разрешителни. В дружества, в които няма изрична забрана от МОСВ да изгарят биомаса, биомасата е оставена в микса. Такива дружества са „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД и „Топлофикация – Сливен“ ЕАД. Дружество, което има изрична забрана от МОСВ биомаса да не се изгаря, „Брикел“ ЕАД, миксът изцяло е от въглища и ОЕГ. Във всички дружества, които са използвали през миналата година твърд отпадък от боклуци, те са извадени и вече никъде не се горят, с изключение на незначително количество в „Топлофикация – Сливен“ ЕАД,

където комплексното разрешително изрично го позволява. Въпросите на Омбудсмана, Цв. Илиева, Гражданска платформа „Изправи се.БГ“, О. Винаров, които са поставили, са доста. Голяма част от тях не са съотносими към конкретното решение, но въпреки всичко е отговорено мотивирано. Конкретните стойности на цените са представени в табличен вид. В табличен вид са представени първо намаленията на цените относно миналогодишния отоплителен сезон. Там се бележат намаленията със средно 11 на електрическата енергия и 10,16 на топлинната енергия. Допълнително след това намаление в момента новите цени са средно с 2% по-ниска цена на електрическата енергия и 4,5% по-ниска на топлинната енергия. Сумарно процентите са тези, които са били пледирани в доклада. По отношение на цената на природния газ към 26 юни е направено засичане на борсата TTF и с тази цена на природния газ е направена корекция на цената от доклада.

И. Александров прочете:

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 за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, ал. 2, т. 1, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 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 01.07.2020 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:

„Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация - Плевен“ ЕАД, „Топлофикация - Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД,„Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново, „Топлофикация-Разград“ АД, „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив, „Овергаз мрежи“ АД (ЛОЦ Овча купел, „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД,„Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД,„КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай, „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка, „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка,„Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски, „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД, „Оранжерии Петров дол“ ООД, ЧЗП „Румяна Величкова, „Алт Ко“ АД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „Солвей Соди“ АД,„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Коген Загоре“ ЕООД, „Декотекс“ АД, „Енергиен център Зебра“ ЕООД, „Белла България“ АД, „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, „Овердрайв“ АД, „МБАЛ – Търговище“ АД, УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

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. 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 01.07.2020 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) – 168,73 лв./MWh

1.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 79,30 лв./MWh

1.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 82,09 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 – 79,62 лв./MWh

1.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1.1 т., 1.3 и т. 1.4:

- Необходими годишни приходи – 444 790 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 423 524 хил. лв., от които условно-постоянни – 102 531 хил. лв. и променливи – 320 992 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 384 572 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,53%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 793 225 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 787 998 MWh

2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив:

2.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 165,53 лв./MWh

2.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ –76,10 лв./MWh

2.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,85 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 – 86,85лв./MWh

2.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 2.1, т. 2.3 и т. 2.4:

- Необходими годишни приходи – 67 562 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 60 033 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 390 хил. лв. и променливи –36 643 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 150 883 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,99%
- Електрическа енергия – 292 760 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 279 342 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 418 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 902 MWh

3. На „Топлофикация - Плевен“ ЕАД:

3.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,83 лв./MWh

3.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,40 лв./MWh

3.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без

ДДС) – 72,66 лв./MWh

3.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 64,65 лв./MWh

3.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 3.1, т. 3.3 и т. 3.4:

- Необходими годишни приходи – 68 005 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 66 607 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 800 хил. лв. и променливи – 49 807 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 32 442 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,31%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 298 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 194 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 100 MWh

4. На „Топлофикация - Бургас“ ЕАД:

4.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 166,18 лв./MWh

4.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,75 лв./MWh

4.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,06 лв./MWh

4.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 4.1 и т. 4.3:

- Необходими годишни приходи – 27 919 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 27 094 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 987 хил. лв. и променливи – 20 107 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 16 160 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,11 %
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 108 351MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 139 528 MWh

5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД:

5.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,43 лв./MWh

5.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,00 лв./MWh

5.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,16 лв./MWh

5.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 5.1 и т. 5.3:

- Необходими годишни приходи – 16 934 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 787 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 174 хил. лв. и променливи – 9 613 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 29 549 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,88%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 029 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 67 979 MWh

6. На „Топлофикация – Враца“ ЕАД:

6.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 182,02 лв./MWh

6.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 92,59 лв./MWh

6.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,15 лв./MWh

6.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 6.1. и т. 6.3:

- Необходими годишни приходи – 16 484 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 985 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 216 хил. лв. и променливи – 10 769 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 10 065 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,96%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 575 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 469 MWh

7. На „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново:

7.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 217,77 лв./MWh

7.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 128,34 лв./MWh

7.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,26 лв./MWh

7.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 7.1 и т. 7.3:

- Необходими годишни приходи – 7 340 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 7 272 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 659 хил. лв. и променливи – 5 614 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 085 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 344 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 342 MWh

8. На „Топлофикация-Разград“ АД:

8.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 190,10 лв./MWh

8.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,67 лв./MWh

8.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,73 лв./MWh;

8.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 8.1 и т. 8.3:

- Необходими годишни приходи – 5 007 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 748 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 457 хил. лв. и променливи – 3 291 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 873 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,32%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 237 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 24 620 MWh

9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив:

9.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 296,74 лв./MWh

9.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,95 лв./MWh

9.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 9.1 и т. 9.2:

- Необходими годишни приходи – 888 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 850 хил. лв., от които условно-постоянни – 447 хил. лв. и променливи – 404 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 898 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 3,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 784 MWh

10. На „Овергаз мрежи“ АД (ЛОЦ Овча купел):

10.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 282,19 лв./MWh

10.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 103,08 лв./MWh

10.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 10.1 и т. 10.2:

- Необходими годишни приходи – 400 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 363 хил. лв., от които условно-постоянни – 221 хил. лв. и променливи – 142 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 663 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 672 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 060 MWh

11. На „Топлофикация Русе“ ЕАД:

11.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 205,77 лв./MWh

11.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 116,34 лв./MWh

11.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,94 лв./MWh

11.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 81,22 лв./MWh

11.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 11.1, т. 11.3 и т. 11.4:

- Необходими годишни приходи – 72 714 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 70 701 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 154 хил. лв. и променливи – 50 548 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 41 065 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,90%
- Електрическа енергия – 223 500 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 220 000 MWh
- от некомбинирано производство – 3 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 11 133 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 345 379 MWh

12. На „Топлофикация – Перник“ АД:

12.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 187,25 лв./MWh

12.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 97,82 лв./MWh

12.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 73,30 лв./MWh

12.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 59,10 лв./MWh

12.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 12.1, т. 12.3 и т. 12.4:

- Необходими годишни приходи – 85 316 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 80 236 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 837 хил. лв. и променливи – 56 399 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 77 035 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,49%
- Електрическа енергия – 236 335 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 218 135 MWh
- невисокоефективно комбинирано производство – 18 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 226 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 414 400 MWh

13. На „Топлофикация – Сливен“ ЕАД:

13.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 174,64 лв./MWh

13.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,21 лв./MWh

13.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,34 лв./MWh

13.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 61,04 лв./MWh

13.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 13.1, т. 13.3 и т. 13.4:

- Необходими годишни приходи – 39 616 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 38 319 хил. лв., от които условно-постоянни – 13 355 хил. лв. и променливи – 24 964 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 23 194 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,59%
- Електрическа енергия– 133 293 MWh
- от високоефективно комбинирано производство – 124 693 MWh
- от невисокоефективно производство – 8 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 037 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 146 669 MWh

14. На „Топлофикация – Габрово“ ЕАД:

14.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 293,38 лв./MWh

14.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 203,95 лв./MWh

14.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 99,16 лв./MWh

14.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 14.1 и т. 14.3:

- Необходими годишни приходи – 5 166 хил. лв., в т.ч.:
- Разходи – 5 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 521 хил. лв. и променливи – 2 586 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 1 827 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 30 800 MWh

15. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД:

15.1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС–
44,72 лв./MWh

15.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 15.1:

- Необходими годишни приходи – 4 099 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 4 048 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 014 хил. лв. и

променливи – 35 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 8 298 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 0,61 %

▪ Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 86 732 MWh

16. На „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай:

16.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 177,44 лв./MWh

16.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,01 лв./MWh

16.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,89 лв./MWh

16.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 16.1 и т. 16.3:

▪ Необходими годишни приходи – 7 693 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 7 313 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 511 хил. лв. и променливи – 3 802 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 11 583 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,28%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh

▪ Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

17. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“:

17.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 164,67 лв./MWh

17.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 75,24 лв./MWh

17.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 17.1:

▪ Необходими годишни приходи – 4 337 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 4 150 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 870 хил. лв. и променливи – 2 280 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 5 433 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,43%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh

18. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“:

18.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 160,03 лв./MWh

18.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 70,60 лв./MWh

18.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 18.1:

▪ Необходими годишни приходи – 5 366 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 5 000 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 099 хил. лв. и променливи – 2 902 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 7 980 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,58%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh

19. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“:

19.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 189,84 лв./MWh

19.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,41 лв./MWh

19.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 19.1:

▪ Необходими годишни приходи – 2 279 хил. лв., в т.ч.:

- Разходи – 2 136 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 224 хил. лв. и променливи – 912 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 4 424 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 594 MWh

20. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД:

20.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 194,53 лв./MWh

20.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,10 лв./MWh

20.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 20.1:

- Необходими годишни приходи – 2 692 хил. лв., в т.ч.:
- Разходи – 2 632 хил. лв., от които условно-постоянни – 868 хил. лв. и променливи – 1 764 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 1 731 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,43%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 800 MWh

21. На ЧЗП „Румяна Величкова“:

21.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 138,70 лв./MWh

21.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 49,27 лв./MWh

21.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 21.1:

- Необходими годишни приходи – 1 327 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 1 274 хил. лв., от които условно-постоянни – 336 хил. лв. и променливи – 938 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 949 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 075 MWh

22. На „Алт Ко“ АД:

22.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 148,11 лв./MWh

22.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 58,68 лв./MWh

22.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 22.1:

- Необходими годишни приходи – 1 538 хил. лв., в т.ч.:
- Разходи – 1 478 хил. лв., от които условно-постоянни – 653 хил. лв. и променливи – 825 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 1 081 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 930 MWh

23. На „Брикел“ ЕАД:

23.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 186,37 лв./MWh

23.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 96,94 лв./MWh

23.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,80 лв./MWh

23.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 23.1 и т. 23.3:

- Необходими годишни приходи – 149 156 хил. лв., в т.ч.:
  - Разходи – 144 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 26 407 хил. лв. и променливи – 117 701 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 97 646 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,17%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 436 600 MWh, в т. ч.:
  - собственото потребление – 20 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 214 MWh

24. <u>На „Солвей Соди“ АД:</u>

24.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 139,10 лв./MWh

24.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 49,67 лв./MWh

24.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 39,78 лв./MWh

24.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 24.1 и т. 24.3:

- Необходими годишни приходи – 136 966 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 128 177 хил. лв., от които условно-постоянни – 33 736 хил. лв. и променливи – 94 441 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 158 071 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 796 281 MWh
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 184 868 MWh, в т.ч.:
  - собственото потребление и към други потребители – 177 193 MWh

<u>25. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:</u>

25.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 162,59 лв./MWh

25.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 73,16 лв./MWh

25.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 84,58 лв./MWh

25.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 25.1 и т. 25.3:

- Необходими годишни приходи – 11 888 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 11 471 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 877 хил. лв. и променливи – 8 594 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 498 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 524 MWh, в т.ч.:
  - към други потребители – 5 824 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 126 091 MWh

<u>26. На „Декотекс“ АД:</u>

26.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 178,19 лв./MWh

26.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,76 лв./MWh

26.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,88 лв./MWh

26.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 82,11 лв./MWh

26.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 26.1, т. 26.3 и т. 26.4:

- Необходими годишни приходи – 2 211 хил. лв., в т. ч.:

o Разходи – 2 047 хил. лв., от които условно-постоянни – 789 хил. лв. и променливи – 1 258 хил. лв.

o Регулаторна база на активите – 2 952 хил. лв.

o Норма на възвръщаемост – 5,56%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 480 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 540 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 270 MWh

<u>27. На „Енергиен център Зебра“ ЕООД:</u>

27.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 174,96 лв./MWh

27.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,53 лв./MWh

27.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) –137,63 лв./MWh

27.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 137,63 лв./MWh

27.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 27.1, т. 27.3 и т. 27.4:

- Необходими годишни приходи – 2 811 хил. лв., в т. ч.:

o Разходи – 2 709 хил. лв., от които условно-постоянни – 722 хил. лв. и променливи – 1 987 хил. лв.

o Регулаторна база на активите – 2 210 хил. лв.

o Норма на възвръщаемост – 5,56%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 118 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh

<u>28. На „Белла България“ АД:</u>

28.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 138,31 лв./MWh

28.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,88 лв./MWh

28.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 28.1:

- Необходими годишни приходи – 1 930 хил. лв., в т. ч.:

o Разходи – 1 824 хил. лв., от които условно-постоянни – 845 хил. лв. и променливи – 979 хил. лв.

o Регулаторна база на активите – 1 917 хил. лв.

o Норма на възвръщаемост – 5,56%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 352 MWh

<u>29. На „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД:</u>

29.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 134,09 лв./MWh

29.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 29.1:

- Необходими годишни приходи – 1 033 хил. лв., в т. ч.:

o Разходи – 951 хил. лв., от които условно-постоянни – 400 хил. лв. и променливи – 551 хил. лв.

o Регулаторна база на активите – 1 466 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 450 MWh

30. На „Овердрайв“ АД:

30.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 313,18 лв./MWh

30.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 30.1:

- Необходими годишни приходи – 562 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 531 хил. лв., от които условно-постоянни – 252 хил. лв. и променливи – 279 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 397 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh

31. На „МБАЛ – Търговище“ АД:

31.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 349,67 лв./MWh

31.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 31.1:

- Необходими годишни приходи – 214 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 182 хил. лв., от които условно-постоянни – 127 хил. лв. и променливи – 56 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 576 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 257 MWh

32. На УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора:

32.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 207,33 лв./MWh

32.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 32.1:

- Необходими годишни приходи – 319 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 315 хил. лв., от които условно-постоянни – 177 хил. лв. и променливи – 138 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 50 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,29%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 909 MWh

33. На „Коген Загоре“ ЕООД:

33.1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 147,43 лв./MWh;

33.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 33.1:

- Необходими годишни приходи – 24 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 20 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 хил. лв. и променливи 6 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 124 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,33%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 164 MWh

34. На „Оранжерии Петров дол“ ООД:

34.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 142,73 лв./MWh

34.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 53,30 лв./MWh

34.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 34.1:

- Необходими годишни приходи – 2 473 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 450 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 025 хил. лв. и променливи – 1 425 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 702 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,34%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh

35. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

35.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 157,15 лв./MWh

35.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 67,72 лв./MWh

35.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 74,14 лв./MWh

35.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 35.1 и т. 35.3:

- Необходими годишни приходи – 206 220 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 197 882 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 908 хил. лв. и променливи – 175 974 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 152 998 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,45%
- Електрическа енергия – 1 159 342MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 113 880 MWh
  - невисокоефективно комбинирано производство – 1 045 462 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh

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

Решението е взето със **седем гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – 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-13-01-8 от 31.03.2020 г. **от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-41-27 от 31.03.2020 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-47-16 от 31.03.2020 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-262-46 от 31.03.2020 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2020 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-46-25 от 31.03.2020 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2020 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-7 от 31.03.2020 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2020 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, допълнителна информация, постъпила с: писма с вх. № Е-13-41-29 от 15.04.2020 г. от**

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-49 от 15.04.2020 г. и вх. № Е-13-62-50 от 15.04.2020 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-262-50 от 22.04.2020 г. и вх. № Е-13-262-51 от 22.04.2020 г.от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-273-37 от 21.04.2020 г. и вх. № Е-13-273-38 от 21.04.2020 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 г., вх. № Е-13-09-15 от 21.04.2020 г., вх. № Е-13-09-16 от 21.04.2020 г. и вх. № Е-13-09-20 от 21.05.2020 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, вх. № Е-13-47-16 от 20.05.2020 г. и вх. № Е-13-47-35 от 25.06.2020 г. от ‚ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-47-25 от 22.05.2020 г. и вх. № Е-13-47-35 от 30.06.2020 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-47-25 от 19.05.2020 г. и вх. № Е-13-47-35 от 25.06.2020 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-13-77-6 от 16.04.2020 г., вх. № Е-13-47-25 от 21.05.2020 г., вх. № Е-13-77-8 от 22.06.2020 г. и вх. № Е-13-47-35 от 30.06.2020 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, събраните данни и доказателства от проведените на 04.06.2020 г. открито заседание и на 09.06.2020 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 и небитови 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, както и на разходи, произтичащи от наложени на енергийните предприятия 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 на производител с обект с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW по ЗЕВИ. За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW 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 1 MW и над 1 MW премии, като разлика между определената до влизане в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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 – § 34, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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 1 MW и над 1 MW по ЗЕВИ (§ 9 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.).

В контекста на чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.

Назначената със Заповед № З-Е-83 от 22.05.2020 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-424 от 22.05.2020 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 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 04.06.2020 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2 е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 09.06.2020 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Съгласно § 14, ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за енергетиката (ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г., в сила от 26.06.2020 г.) в започналите до влизането в сила на този закон производства по чл. 30, ал. 1, т. 9 за ценовия/регулаторния период, който завършва на 30 юни 2021 г., КЕВР съгласно чл. 30, ал. 1, т. 9, чл. 94а, ал. 1 и чл. 97, ал. 1, т. 4 утвърждава цени, както следва: за битови клиенти – за период до 30 юни 2021 г.; за небитови клиенти – за период до 30 септември 2020 г. В производството по утвърждаване на цени за ценовия/регулаторния период, който завършва на 30 юни 2021 г., открито заседание и обществено обсъждане не се провеждат, ако такива са проведени до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г. – § 14, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г.

Във връзка с проведените открито заседание от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-15 от 04.06.2020 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), с вх. № Е-13-41-37 от 04.06.2020 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), с вх. № Е-13-62-67 от 04.06.2020 г. и вх. № Е-13-62-67 от 09.06.2020 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-47-30 от 04.06.2020 г. и вх. № Е-13-47-33 от 10.06.2020 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-262-86 от 04.06.2020 г. и вх. № Е-13-262-94 от 23.06.2020 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-13 от 04.06.2020 г. и вх. № Е-13-49-18 от 23.06.2020 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-46-39 от 04.06.2020 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и с вх. № Е-14-33-6 от 04.06.2020 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ 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-04-29-2 от 18.06.2020 г. Българска ветроенергийна асоциация (БВА) е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

БВА счита определената в доклада прогнозна пазарна цена (ППЦ) за базов товар в размер на 90,00 лв./MWh за необосновано висока и настоява за преразглеждането й. Посочва, че към настоящия момент сделките на сегмент „Централизиран пазар за двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г, са крайно недостатъчни като товар (118 MW) и брой, за да бъдат референтни. Също така, на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са проведени търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, като от началото на годината са проведени 8 търга, които частично съвпадат с различни периоди от следващия регулаторен период. Поради гореизложените аргументи БВА счита, че сделките на БНЕБ ЕАД не могат да бъдат използвани като представителна извадка за определяне на ППЦ за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. По-нататък отбелязва, че за определяне на ППЦ са използвани търгуваните български фючърси на EEX (European Energy Exchange), където почти няма реализирани сделки за българския пазар и посочените цени са изчислени не на база реални сделки, а е приложена определена методология, което ги прави необективни и неприложими за определяне на ППЦ за базов товар на БНЕБ ЕАД. Според асоциацията при съпоставянето на тези цени с фючърсите за румънския и унгарския пазар на EEX и с цените на фючърсните сделки на HUDEX (при средна цена около 90 лв./MWh), Комисията пренебрегва факта, че за да бъдат относими цените на фючърсните сделки на EEX и HUDEX за регионалните пазари към търгуваните на българската борса продукти, те следва да бъдат намалени с разходи за капацитет и печалба или с 9-10 €/MWh, по аналогия с подхода, възприет от КЕВР в предходното решение относно настоящия ценови период. Определената по този начин ППЦ за базов товар ще бъде значително по-ниска от изчислените от КЕВР 90,00 лв./MWh. В допълнение на горното, обръща внимание, че действащата прогнозна пазарна цена от 89 лв./MWh е изчислена на база на цени на фючърсите с около 10 € по-високи от тези за следващия ценови период, като при тези обстоятелства КЕВР е счела, че следва да бъде определена по-висока прогнозна пазарна цена при цени на фючърсите с 20 лв. по-ниски от тези през предходната година.

Комисията приема възражението на БВА за неоснователно. При определянето на ППЦ за базов товар са отчетени част от изложените от асоциацията аргументи, а именно: по отношение на това, че сключените сделки и постигнатите цени на платформа „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не могат да бъдат считани за референтни за определяне на ППЦ за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. Следва да се има предвид, че към момента на тази платформа са проведени търгове за второто полугодие на 2020 г., като постигнатите цени са изключително близки до цените за фючърсите за този период.

Твърдението, че Комисията пренебрегва факта, че за да бъдат относими цените на фючърсните сделки на EEX и HUDEX за регионалните пазари към търгуваните на българската борса продукти, те следва да бъдат намалени с разходи за капацитет и печалба или с 9-10 €/MWh, е неправилно, предвид изложеното по-долу и факта, че цените на годишните капацитети на сръбско-българската и румънско-българската граница са около 1 €/MWh. Следва да се отбележи, че за разлика от първата половина на 2019 г., когато интересът за износ на електрическа енергия беше изключително голям, цените на преносната способност на българска граница достигаха нива от дори над 10 €/MWh. Допълнителен натиск върху цените на електрическата енергия в посока надолу оказваха и дължимите от износителите цени за пренос и достъп до електропреносната мрежа, което задължение отпадна от 01.07.2019 г., но към онзи момент все още не беше възможно да се направи реална оценка на влиянието му върху ценовите тенденции. Към настоящия момент цените на годишните капацитети на сръбско-българската и румънско-българската

граница са около 1 €/MWh. Следва да се има предвид, че през предходния регулаторен период цената на електрическата енергия е напълно съизмерима с тази в региона (Румъния и Унгария), като дори от началото на годината цените на сегмента „ден напред“ на БНЕБ ЕАД са по-високи от тези на регионалните борсови пазари. С очакваното обединение на българския пазар „ден напред“ с тези на пазарните зони от 4ММС (Румъния, Унгария, Чехия и Словакия), практически цените в България ще са равни или много близки до цените в Румъния и Унгария, като преносна способност за търгуваната на пазар „ден напред“ електрическа енергия няма да се заплаща. Тенденциите българският пазар да е най-евтин в региона се обърнаха, в резултат на обединението на пазарите „в рамките на деня“ и ограниченото предлагане на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД.

В допълнение, неправилно е твърдението на БВА, че цените на фючърсите оказват еднакво влияние при всяко определяне на ППЦ за базов товар. В тази връзка следва да се има предвид, че цената на фючърсите на регионалните пазари е само един от факторите, въз основа на които се прогнозира цената за базов товар. Други такива фактори включват и национални специфики, като климатичните особености на Р България, управлението на мощностите в електроенергийната система, в т.ч. ефективното използване на водния ресурс, управлението на излишъците, възможностите за внос и износ в „рамките на деня“ и др. В зависимост от конкретния случай и период, влиянието на всеки от тези фактори има различна тежест и е необосновано да се твърди, че щом цената на фючърсите за предстоящия период е по-ниска от тази за предходната година, то и определената ППЦ също следва да е по-ниска.

С писмо с вх. № Е-04-05-7 от 04.06.2020 г. Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК) е представила становище по приетия от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3., доклад, а именно:

Във връзка с приет на първо четене Закон за изменение и допълнение на Закона за енергетиката със сигнатура № 054-01-48 от 29.05.2020 г., БФИЕК очаква всички небитови крайни клиенти, присъединени на ниво ниско напрежение, чиято обща годишна консумация възлиза на приблизително 4 500 000 MWh, да преминат окончателно от регулиран на пазар по свободно договорени цени, считано от 01.10.2020 г. Поради това счита за необходимо предстоящите изменения в структурата на регулирания пазарен сегмент да бъдат взети предвид при определянето на размера на цените за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

Горните аргументи на БФИЕК намират законодателно решение в разпоредбата на § 14, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г. В тази връзка Комисията е съобразила настоящото решение с изменението на структурата на пазара, регламентирано със ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г.

С писма с вх. № Е-04-04-15 от 18.06.2020 г. и вх. № Е-04-04-16 от 22.06.2020 г. Омбудсманът на Република България е представил становище по приетия от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3., доклад, както и по проекта на решение, който КЕВР е приела с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2.

Омбудсманът изразява несъгласие по отношение на неизвършената корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества с показатели въз основа на изпълнението, предвид факта, че Комисията е констатирала проблеми с качеството на доставяната електрическа енергия при извършените планови проверки през 2019 г., въз основа на които е съставила на едно от дружествата 5 бр. актове за установяване на административни нарушения, а на друго е дала задължителни предписания за отстраняване на установените нарушения.

По отношение на извършената корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за втората година от петия регулаторен период, омбудсманът посочва, че поради заличените в заявленията на част от дружествата данни за изпълнението на ремонтните и инвестиционни програми за 2019 г., не е възможно да се прецени дали размерът на корекцията е правилно определен.

По повод заличените данни в заявленията на дружествата подчертава, че липсата на изходни данни представлява нарушение на разпоредбата на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ, съгласно която КЕВР има вменено императивно задължение да публикува на интернет страницата си предложенията на енергийните предприятия за утвърждаване на цени, заедно с всички изходни данни.

Омбудсманът смята за съществен пропуск липсата на анализ на ефекта от поевтиняването на природния газ със задна дата от 05.08.2019 г. за комбинираното производство на електрическа енергия. По-конкретно настоява предвидената в Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР сума в размер на общо 27 808 963 лв. (без ДДС), която следва да бъде възстановена на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) от дружествата в сектор „Топлоенергетика“, да се отрази като надвзет приход от Фонда за миналия регулаторен период и съответно да бъде отчетена при предстоящото утвърждаване на новите цени на електрическата енергия за следващия регулаторен период, като доведе до намаление на цените за битовите клиенти и на цената за задължения към обществото.

Комисията приема възраженията на Омбудсмана на Република България 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.

На следващо място, КЕВР приема, че не следва да се извършва корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като 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.

При формирането на горния извод, КЕВР е отчела, че през 2019 г. за отделни части от лицензионната територия на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД се наблюдава нарастване на броя на жалбите на потребители за лошо качество на електрическата енергия – ниско напрежение и чести изключвания при снабдяването с електрическа енергия. Следва да се отбележи, че подадените жалби от клиенти на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са два пъти повече в сравнение с другите електроразпределителни дружества, взети заедно.

Предвид факта, че в резултат на извършените проверки КЕВР е установила основателност на 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 извърши планови проверки относно качеството на доставяната електрическа енергия през есента на 2020 г. В допълнение, КЕВР приема за 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.

КЕВР счита за правилни аргументите на омбудсмана относно възстановяването на ФСЕС на средства от надвзети премии от производителите на електрическа енергия от

високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ВЕКП), което да бъде отразено в цената за задължения към обществото за следващия регулаторен период. Изчислената реална сума на възстановените средства е включена при изчисляване на необходимите приходи на Фонда за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

С писмо с вх. № О-12-00-352 от 16.06.2020 г. гражданска платформа Изправи се.БГ е представила становище по приетия от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3., доклад, както и по проекта на решение, който КЕВР е приела с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2, както следва:

Сдружението счита, че очакваното преминаване, считано от 01.10.2020 г., на всички небитови крайни клиенти, присъединени на ниво ниско напрежение, от регулиран към пазар по свободно договорени цени ще доведе до съществени изменения на данните и изводите в документите, които са предмет на общественото обсъждане. Посочва, че проектът на Закон за изменение и допълнение на Закона за енергетиката със сигнатура № 054-01-48 от 29.05.2020 г. не предвижда провеждане на ново обществено обсъждане в хода на настоящата процедура по утвърждаване на цени. В тази връзка, Изправи се.БГ счита за необходимо КЕВР да приложи § 21 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за здравето (ПЗР на ЗИД на ЗЗ, обн. ДВ, бр. 44 от 13.05.2020 г.), като спре настоящата процедура до окончателното приемане на горните промени, съответно да възобнови същата след отразяването на тези промени в доклада и проекта на решение. По-нататък подчертава, че в публикуваните от Комисията заявления липсват изходни данни, което представлява нарушение на изискванията на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ и в комбинация с очакваните изменения във връзка с новите промени в регулирания пазар прави безпредметно участието на лицата, посочени в чл. 14 ал. 2 от ЗЕ, в настоящата процедура. Изразява несъгласие с 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 постъпилия огромен брой жалби от клиенти. В заключение настоява в решението си Комисията да вземе изрично отношение по следните въпроси:

1. КЕВР извършвала ли е проверки на място за периода 01.07.2019 г. – 09.06.2020 г. в трите електроразпределителни предприятия относно изпълнението на показателите за качество и качеството на обслужването, както и изпълнението на плановете им за инвестиции? Ако има извършени такива проверки, къде и по какъв начин гражданите могат да се запознаят с резултатите от тях?;

2. Защо намалението на цената на природния газ от 01.04.2020 г. и намалението на цените на електрическата енергия на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД в последните няколко месеца (поради въведеното извънредно положение от 13.03.2020 г.) не водят до намаление на цените на електрическата енергия за регулиран пазар (например среднопретеглената цена на борсата за месец февруари 2020 г. е била 81,98 лв./MWh, а среднопретеглената цена за месец май 2020 г. е била 46,35 лв./MWh, като това намаление по никакъв начин не се е отразило в намаление на цените на електрическата енергия на регулиран пазар)?

Комисията приема възраженията на Изправи се.БГ за неоснователни. Към момента е в сила разпоредбата на § 14, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г., която предвижда при утвърждаването на цените за ценовия/регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. да бъде отчетена промененатa структура на пазара вследствие на излизането на всички небитови крайни клиенти, присъединени на ниво ниско напрежение, от обхвата на регулирания пазар. Последното, не съставлява обстоятелство, водещо до застрашаване на енергийната сигурност. В тази връзка и предвид целта на § 21 от ПЗР на ЗИД на ЗЗ, обн. ДВ, бр. 44 от 13.05.2020 г. – гарантиране на енергийната сигурност, към момента не е налице предпоставка за прилагане на визираната разпоредба.

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.

КЕВР счита за неотносим към настоящото производство въпроса за извършени проверки на място за периода 01.07.2019 г. – 09.06.2020 г. в трите електроразпределителни предприятия, въпреки това с оглед пълнота, излага следното:

1. Относно изпълнението на показателите за качество и качеството на обслужването, Комисията е извършила следните проверки:

– 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-17 от 04.12.2019 г. и доклад с вх. № Е-Дк-3 от 06.01.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 4 от 09.01.2020 г., т. 2. В хода на проверката са констатирани нарушения на лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за извършване на дейността „разпределение на електрическа енергия“, за които са издадени 5 бр. наказателни постановления, общо с имуществена санкция 300 000 лв.

– Планова 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-19 от 19.12.2019 г. и доклад с вх. № Е-Дк-69 от 22.01.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 25 от 29.01.2020 г., т. 2. В хода на проверката са констатирани нарушения на лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за извършване на дейността „разпределение на електрическа енергия“, за които са издадени 6 бр. наказателни постановления, общо с имуществена санкция 120 000 лв. На дружеството са дадени и задължителни предписания, за изпълнението на които са представени доказателства с писмо с вх. № Е-13-262-88 от 07.01.2020 г.

– Планова 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-18 от 11.12.2019 г. и доклад с вх. № Е-Дк-68 от 22.01.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 25 от 29.01.2020 г., т. 1. В хода на проверката е констатирано нарушение на лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за извършване на дейността „разпределение на електрическа енергия“, за което е издадено наказателно постановление с имуществена санкция 60 000 лв. На дружеството са дадени и задължителни предписания, за изпълнението на които са представени доказателства с писмо с вх. № Е-13-273-74 от 17.01.2020 г.

2. Относно изпълнението на плановете на трите електроразпределителни дружества за инвестиции, следва да се отбележи, 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-4 от 02.06.2020 г. и доклад с вх. № Е-Дк-493 от 10.06.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 125 от 16.06.2020 г., т. 4. 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-3 от 02.06.2020 г. и доклад с вх. № Е-Дк-491 от 10.06.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 125 от 16.06.2020 г., т. 2. 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-2 от 02.06.2020 г. и доклад с вх. № Е-Дк-492 от 10.06.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 125 от 16.06.2020 г., т. 3. 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.

КЕВР предвижда проверки на електроразпределителните дружества за съответствие на качеството на доставяната електрическа енергия с изискванията на лицензията, които ще бъдат извършени през втората половина на 2020 г.

Неправилни са изтъкнатите от гражданската платформа мотиви и посочените примери за наличие на предпоставки за намаление на цената на електрическата енергия за клиентите на регулиран пазар. Следва да се има предвид, че постигнатата средна цена на организирания борсов пазар за даден месец не може да бъда сравнявана с определената от КЕВР прогнозна пазарна цена – последната представлява различна величина, тъй като е изчислена за цял регулаторен период, тоест за 12 месеца. КЕВР счита, че сдружението не отчита факта, че борсовите цени са изначално динамични и търпят сериозни колебания (дневни, седмични, сезонни и др.), които не са свързани с непредвидени събития (като обявеното извънредно положение). Определянето на цена за едногодишен период цели именно изглаждане на тези колебания, с цел постигане на ценова стабилност, респективно прогнозируемост на разходите за енергия за крайните клиенти. Само при постигнато съществено и трайно изменение на цените, съчетано с тенденция същото да се запази занапред, а не както избирателно посочва Изправи се.БГ при изменение за конкретен месец, за който така или иначе традиционно са характерни едни от най-ниските цени през годината, Комисията има право да измени прогнозната пазарна цена, което по веригата да рефлектира върху цената за снабдяване на клиентите на регулиран пазар.

С писма с вх. № Е-12-00-329 от 08.06.2020 г. и с вх. № Е-12-00-328 от 08.06.2020 г. са постъпили становища съответно от г-жа Анжелика Цокова, председател на Движение за национално единство и спасение (ДНЕС) и от Огнян Винаров – пълномощник на БТТП и „Граждански контрол“. В посочените становища се възразява срещу начина на провеждане на общественото обсъждане на доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г. В тази връзка следва да се има предвид, че по отношение на реда и начина на провеждане на обществените обсъждания КЕВР е приела решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., по т. 1, според което обществените обсъждания следва да се провеждат от разстояние и при осигуряването на пряко и виртуално участие на заинтересованите лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката. Това решение на КЕВР е във връзка със Закона за мерките и действията по време на извънредното положение.

Останалите предложения и възражения на г-н Винаров и г-жа Цокова са неотносими към предмета на административното производство за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. От началото на годината на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД са проведени 10 търга, за различни периоди от следващия регулаторен период, но основно на продукти с отклонения:

Дата	***Среднопретеглена цена***	***Период на доставка и отклонения***	***овар MW***
29.06.2020	91,13	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	0
25.06.2020	89,00	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	5
24.06.2020	85,90	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	1
12.06.2020	83,45	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение(100%/+1000%)	0
03.05.2020	105,00	01.01.2021-31.03.2021; Почасово отклонение (-50%/+500%)	0
29.04.2020	90,10	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-60%/+200%)	0
22.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+400%)	
06.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-90%/+200%)	0
30.03.2020	99,00	01.06.2020-31.12.2020; Базов товар	
14.02.2020	105,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	

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[8] (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[9]. Към 22.06.2020 г. цените на фючърсните сделки на EEX и HUDEX са както следва:

Фючърсите за българския пазар на EEX за трето тримесечие на 2020 г. (Q3 2020) са на нива от 41,91 €/MWh (81,97 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2020 г. (Q4 2020) са на нива от 49,82 €/MWh (97,44 лв./MWh) или за второто полугодие на 2020 г. (H2 2020) цената следва да е около 45,87 €/MWh (89,71 лв./MWh). За първо тримесечие на 2021 г. (Q1 2021) и второ тримесечие на 2021 г. (Q2 2021), т.е. за първото полугодие на 2021 г. (H1 2021) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 41,91 €/MWh (81,97 лв./MWh), за Q4 2020 – 49,07 €/MWh (95,97 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 45,49 €/MWh (88,97 лв./MWh), за Q1 2021 липсват сделки, а за Q2 2021 цените са 43,46 €/MWh (85,00 лв./MWh).

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 40,91 €/MWh (80,01 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,32 €/MWh (94,51 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 44,62 €/MWh (87,27 лв./MWh), за Q1 2021 – 53,50 €/MWh (104,64 лв./MWh), за Q2 2021 – 43,61 €/MWh (85,29 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 48,56 €/MWh (94,98 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX за Q3 2020 са на нива от 40,91 €/MWh (80,01 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,11 €/MWh (94,09 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 44,51 €/MWh (87,05 лв./MWh), за Q1 2021 – 53,58 €/MWh (104,79 лв./MWh), за Q2 2021 – 43,82 €/MWh (85,70 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 48,70 €/MWh (95,25 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2020 г. и първо полугодие на 2021 г. са на нива около 90 лв./MWh. Анализ на постигнатите цени от началото на 2020 г. на трите регионални пазара показва, че на платформата ден напред на БНЕБ ЕАД е отчетена най-висока средна цена от началото на годината, което е допълнителна предпоставка при изготвяне на прогнозата да се вземат предвид по-високите стойности на фючърсните цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е определена в размер на 90,00 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

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

[9] https://hudex.hu

коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-29 от 15.04.2020 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2019 г. – 31.12.2019 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 2019 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 2019 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2019 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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.

	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
	Постигната среднопретеглена цена	95,65 лв./MWh
	Групов коефициент Kt (р.2/р.1)	1,03044
	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	**92,74 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.

	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
	Постигната среднопретеглена цена	97,14 лв./MWh
	Групов коефициент Kd (р.2/р.1)	1,04650
	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	**94,18 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 (чрез ТЕЦ „София Изток“), „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 чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh

	Постигната среднопретеглена цена	92,24 лв./MWh
	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	0,99371
	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	**89,43 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“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ 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) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
	Постигната среднопретеглена цена	97,95 лв./MWh
	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	1,05513
	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	**94,96 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.

	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
	Постигната среднопретеглена цена	86,08 лв./MWh
	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,92727
	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	**83,45 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.

	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
	Постигната среднопретеглена цена	86,08 лв./MWh
	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,01061
	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	**90,95 лв./MWh**

11. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:
Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД.

	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
	Постигната среднопретеглена цена	92,84 лв./MWh
	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	1,00017
	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	**90,01 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г.) и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 92,74 лв./MWh;

2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 94,18 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 89,43 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 94,96 лв./MWh;

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 83,45 лв./MWh;

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 90,95 лв./MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 90,01 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-14-24-7 от 03.04.2020 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-7 от 31.03.2020 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2020 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-01-8 от 30.03.2020 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-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 53,90 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 806 812 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2020 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 55,56 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 209 668 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 117 401 хил. лв.; консумативи – 2 057 хил. лв.; други променливи разходи – 1 612 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 610 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 88 598 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 571 222 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 139 398 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 40 798 хил. лв.; социални разходи – 26 398 хил. лв.; разходи за амортизации – 163 303 хил. лв.; разходи за ремонт – 70 643 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 130 682 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 62 904 хил. лв.;

– Нетна електрическа енергия – 15 186 584 MWh;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 15 900 232 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, разходи за балансиране и разходи произтичащи от лицензионни и нормативни изисквания;

– цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала 2,9%, и се увеличава с 1% спрямо текущия ценови период при оборотен капитал 71 567 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 172 111 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 обективни фактори: проектни характеристики на производствените мощности, вкл. работата на блок 6 на 104%, с отчитане на въздействието на характерните за площадката климатични условия върху изходната електрическа мощност; проектни, лицензионни и нормативни изисквания за осигуряване на безопасността на ядрените съоръжения; оптимално натоварване на производствените мощности с отчитане на спецификата на експлоатация на ядрените енергийни блокове: работа в базов режим (постоянен месечен товар за целия период на планирана разполагаемост); работа в режим на мощностен ефект в края на горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт; допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; продължителност на планираните престои съгласно 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, за удължаване на ресурса, за повишаване на изходната мощност); допустима непланова неготовност съгласно тенденциите в експлоатацията на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 1% (световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – 3%); размерът на СН на централата се предопределя от мощността на проектно инсталираното оборудване на площадката на АЕЦ Козлодуй, режимите на експлоатация и характерните условия на околната среда; показателите за топлинна икономичност (специфичен разход на топлина и специфичен разход на условно гориво) на ядрените енергийни блокове са определени с отчитане на спецификата на електропроизводството от ядрено гориво;

– 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 топлоенергия;

– прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен с 5% спрямо отчетения за 2019 г.;

– разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозирани в размер на 163 303 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 4 081 хил. лв. Прогнозният размер на амортизациите е до размера на отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2019 г.;

– обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2019 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 70 643 хил. лв. и не включват разходи, които увеличават стойността на активите;

– разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозирани на база нормативни изисквания и сключени договори, като са завишени спрямо отчетените през 2019 г., основно в резултат на подновяване извозването на отработено ядрено гориво (ОЯГ) за съхранение и преработка в Руската федерация;

– ядреното гориво е на стойност 117 401 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 31.12.2019 г., пряко свързани с дейността „производство на електрическа енергия“, и е в размер на 2 172 111 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, 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 среднопретеглена НВ на привлечения капитал – 4,17 %.

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 2019 г. нива, от 70 643 хил. лв. на 67 279 хил. лв. През последните няколко години се забелязва трайна тенденция дружеството да не изпълнява в пълен обем ремонтната си програма, за сравнение през предходния регулаторен период дружеството е планирало разходи за ремонт в размер на 74 788 хил. лв., докато отчита такива от 67 279 хил. лв.;

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 130 682 хил. лв. на 123 364 хил. лв., тъй като разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, експертни и одиторски разходи, услуга водоподаване, обучения и квалификации, специфични разходи, свързани с технологията на производство, научни разработки и документации, разходи за задължения по нормативни актове са признати на ниво отчет през 2019 г.;

– Променливите разходи са коригирани от 209 668 хил. лв. на 208 252 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
	Нетна електрическа енергия	MWh	15 186 584	15 186 584
	Променливи разходи	хил.лв.	209 668	208 252
	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	571 222	560 540
	Възвръщаемост	хил.лв.	62 904	62 904
	Необходими годишни приходи	хил.лв.	843 793	831 696
	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	55,56	54,77

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена 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.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, е в размер на 70,40 лв./MWh, без ДДС.

2.1. Анализ и оценка на предоставената от НЕК ЕАД прогнозна информация

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-8 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ,

собственост на НЕК ЕАД, в размер на 98,52 лв./MWh, без ДДС, която е формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. от 2 850 000 MWh;

– Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2019 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;

– Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 1 524 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период спрямо отчетените през 2019 г. с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;

– Разходите за персонал са увеличени с 8,9% за следващата година;

– Разходите за пощенски, абонаментни и информационни услуги, наеми, охрана на труда, командировки, обучение и квалификация и одиторските разходи са прогнозирани на нивото на отчета за 2019 г.;

– Разходите за въоръжена охрана са включени съгласно сключените договори, като в тях е отразено и увеличението на минималната работна заплата в страната;

– Разходите за безплатна храна са прогнозирани съгласно действащата нормативна уредба (Наредба № 11 и КТД) и са увеличени спрямо отчета за 2019 г., тъй като са обвързани с минималната работна заплата за 2020 г.;

– Останалите условно-постоянни разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени също с прогнозната 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 промяната на минималната работна заплата, която от началото на 2020 г. е увеличена с 9%. Разходите за ремонт в предприятие „Язовири и каскади“ са предложени, съгласно приетата ремонтна програма на дружеството и са увеличени спрямо отчета за 2019 г., тъй като голяма част от ремонтите през 2019 г. са отложени, но извършването на ремонти в язовирните съоръжения е необходимо с оглед гарантиране сигурността на хидротехническата обекти и цялата околна инфраструктура;

– НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 43 875 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;

– Регулаторната база на активите (РБА) е изчислена съгласно предварителния отчет за 2019 г. Използваната от дружеството норма на възвръщаемост (НВ) е в размер на 5,47%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,04% и НВ на собствения капитал от 5,50%.

2.2. Становище на НЕК ЕАД по 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

С писмо с вх. № Е-13-01-15 от 04.06.2020 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени на електрическата енергия за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

НЕК ЕАД отбелязва, че в противоречие с чл. 19, ал. 4 от НРЦЕЕ е определило прогнозно количество електрическа енергия в размер на 2 850 000 MWh по причина, че не разполага с пълния капацитет на производствени мощности на ВЕЦ и ПАВЕЦ, тъй като към момента се провежда мащабна рехабилитация на каскадата Белмекен-Сестримо-Момина клисура и ПАВЕЦ Чаира. Цялата неразполагаема мощност към настоящия момент е 536 MW, като вследствие на извънредно положение поради епидемична обстановка, свързана с разпространяващия се вирус SARS-COV-2, обявено с Решение от

13.03.2020 г. на Народното събрание на Република България, обн. ДВ, бр. 22 от 2020 г. и въведените със Заповед № РД-01-124 от 13.03.2020 г. на министъра на здравеопазването временни ограничения за извършване на търговска дейност и за събиране, придвижване и посещаване на определени места, дружеството е извършило промени в графика на ремонтните дейности, като в определени месеци неразполагаемата мощност от ВЕЦ и ПАВЕЦ достига 800 MW.

НЕК ЕАД посочва, че производството от ВЕЦ е трудно прогнозируем процес, зависещ от много фактори, като основните са наличните водни запаси и очакваните количества валежи. Според него за следващия период от 12 месеца Националния институт по метеорология и хидрология предвижда количества валежи близки до нормалните или по-малки, което ще доведе до производството от ВЕЦ по-малко от средногодишното. Тази прогноза, заедно с неразполагаемите мощности, налагат обвързването на покупките и продажбите на компанията в Д-1 да бъде ориентирано към пестене на водния ресурс, като се използва основно оборотна вода, чрез ПАВЕЦ. Прогнозираното от производителя количество електрическа енергия отразява наличните водни запаси в язовирите, както и неразполагаемите мощности. Въз основа на гореизложеното дружеството очаква прогнозното количество електрическа енергия за производство от ВЕЦ за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. да не достигне 3 288 210 MWh – количеството, изчислено съгласно чл. 19, ал. 4 от НРЦЕЕ, в резултат на което съществува риск НЕК ЕАД да не обвърже покупките и продажбите на електрическа енергия, залегнали в прогнозния енергиен баланс. В тази връзка ще се създадат предпоставки за недостиг на електрическа енергия, както през последните два регулаторни периода. Според НЕК ЕАД при възникване на тази хипотеза произведената електрическа енергия от ВЕЦ ще бъде единствена алтернатива за покриване на повишеното потребление на регулирания пазар, което ще доведе до предлагане на по-малки количества от ВЕЦ на дружеството на организирания борсов пазар, съответно до покачване на цените за свободен пазар.

Комисията приема възраженията на НЕК ЕАД за неоснователни, тъй като предвид чл. 19, ал. 4 от НРЦЕЕ цената на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи над 10 MW, се образува при количествата нетна електрическа енергия, определени след извършен анализ на годишното производство на електрическа енергия за период не по-кратък от 11 години.

2.3. Ценообразуващи елементи на цена 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 2019 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Количеството произведена електрическа енергия е преизчислено от 2 850 000 MWh на 3 288 210 MWh, тъй като според чл. 19, ал. 4 от НРЦЕЕ цената на електрическата енергия, произведена от ВЕЦ над 10 MW, се образува въз основа на количества нетна електрическа енергия, определени след извършен анализ на годишното производство на електрическа енергия за период не по-кратък от 11 години;

– Социалните разходи са признати до нивото, отчетено през базисната година;

– Разходите за горива, работно облекло, материали за текущо поддържане, застраховки, както и въоръжена охрана са признати на ниво отчет 2019 г.;

– Корекции по предложените стойности на регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала не са прилагани.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, са следните:

	Технико-икономически	М	Предложе	Коригира

	показатели	ярка	ни от дружеството	ни стойности
	Нетна електрическа енергия	MWh	2 850 000	3 288 210
	Променливи разходи	хил.лв.	108 024	108 024
	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	107 532	106 279
	Възвръщаемост	хил.лв.	65 229	65 229
	Необходими годишни приходи	хил.лв.	280 785	279 531
	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	98,52	85,01

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 85,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 279 531 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 288 210 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-13-12-7 от 31.03.2020 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 95,91 лв./MWh, без ДДС;
– цена за разполагаемост – 32,20 лв./MW*h, без ДДС;
– пълна цена за електрическа енергия – 139,55 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 711 277 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 253 231 хил. лв., консумативи – 21 655 хил. лв., други променливи разходи – 436 392 хил. лв. (такса услуга водоползване – 210 хил. лв., енергия за производствени нужди – 980 хил. лв., депониране на пепелина – 3 873 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 – 431 328 хил. лв.);
– Нетна електрическа енергия – 7 416 175 MWh;
– Условно-постоянни разходи – 255 786 хил. лв.;
– Възвръщаемост – 67 857 хил. лв.;
– Разполагаемост на предоставената мощност – 10 052 093 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 7 416 175 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 711 277 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 250 619 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ;

– Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 2 612 хил. лв. и включват разходи за мазут – 857 хил. лв. и разходи за природен газ (метан) 1 754 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

652,23 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 количеството варовик 797 071 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като съгласно подписания договор за доставка планираните разходи за варовик възлизат на 20 645 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 9 693 835 тона парникови газове. За 2020 и 2021 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД няма да получи безплатни квоти във връзка с реализирането на проекти, включени в националния план за инвестиции. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен период е изчислена на 431 328 хил. лв., като е използвана средна цена по фючърс за месец декември 2020 г., включващ периода от началото на 2020 г. до момента на подаване на заявлението.

Условно–постоянните разходи на „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 255 786 хил. лв. Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период възлизат на 68 710 хил. лв. Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 31 972 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Планираните разходи за амортизации през новия ценови период са 94 988 хил. лв. Стойността на тази група разходи отбелязва минимално намаление спрямо отчета за 2018 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. Ремонтната програма за 2020 г. е на стойност 29 523 хил. лв. Завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2019 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение. Планираните разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 30 594 хил. лв.

Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 413 430 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 94 604 хил. лв. Използваната НВ на собствения капитал НВск за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%, а на привлечения капитал НВпк – 4,77%. Среднопретеглената цена на капитала е 4,80%.

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 постановените от Комисията Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. и Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., както и Заповеди № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г., № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г., № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г. и № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката с оглед гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия, възлизащи общо на сума в размер на 238 507 хил. лв., както следва:

1. Разходи, подлежащи на компенсиране по Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР – 58 730 хил. лв.;

2. Разходи, подлежащи на компенсиране по Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР:

2.1. по Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. и Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката – 16 303 хил. лв., за предоставени 673 105 MWh;

2.2. по Заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г. на министъра на енергетиката – 36 247 хил. лв., за предоставени 1 752 000 MWh;

3. Разходи, подлежащи на компенсиране по Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката – 127 227 хил. лв., за предоставени 1 981 420 MWh.

Дружеството посочва, че за разглеждания период част от електрическата енергия е предоставена чрез определена квота по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ (в периода от 01.01.2019 г. до 30.06.2019 г.), а друга част е определена на основание чл. 35 от ЗЕ, въз основа на издадени заповеди от министъра на енергетиката. И в двата случая, участието на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е свързано с гарантиране сигурността на доставките за клиентите на регулирания пазар, тъй като централата има ключово значение за управление на ЕЕС в реално време и допълнителните услуги предоставяни на системния оператор не могат да бъдат осигурени от друга централа. Отчетните данни за разходите, свързани с производството на електрическа енергия през 2019 г., формират значително по-висока стойност, спрямо прогнозните разходи, използвани от КЕВР при утвърждаване на регулираните цени, което се дължи на две обстоятелства:

– Утвърждаваните от КЕВР цени 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 2018 и 2019 г., което донесе на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД сериозни допълнителни разходи и цената на електрическата енергия за клиентите на регулирания пазар се увеличи двукратно спрямо прогнозата на КЕВР за предходния регулаторен период.

Предвид гореизложеното, според дружеството некомпенсираните (невключените в необходимите приходи) разходи, свързани с производството на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., изчислени на база предоставените количества електрическа енергия на обществения доставчик съгласно утвърдената от КЕВР квота, са:

Количество ел. енергия, предоставено на обществения доставчик на електрическа енергия (ОД) за покриване нуждите на регулирания пазар, съгласно Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР	Цена, изчислена на база отчетените разходи за производство на електрическа енергия за 2019 г.	Цена за предоставени количества на ОД, съгласно утвърдената квота по решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР	Допълнителни разходи, не компенсирани с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР	
MWh	в лв./MWh	в лв./MWh	в лв./MWh	в хил. лв.
732 505	157,17	76,99	80,18	58 730

Разходите, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ във връзка със Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. и Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката, са както следва:

Количество	Цена, изчислена на база отчетените разходи за производство на електрическа енергия за 2019 г.	Цена за предоставени количества на ОД, съгласно утвърдените квоти по решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР плюс утвърдени с решение Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР средства за компенсиране на извършени от обществения доставчик допълнителни разходи през предходния регулаторен период	Разлика за компенсиране по чл. 35 от ЗЕ	
MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	хил. лв.
673 105	157,17	132,95	24,22	16 303

Дружеството отбелязва, че част от получената компенсация от обществения доставчик по горните две заповеди от ФСЕС в общ размер на 3 553 994,40 лв. (без ДДС), от които 3 168 000,00 лв. (без ДДС) за предоставените от централата 600 000 MWh във връзка със Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. на министъра на енергетиката и 385 994,40 лв. (без ДДС) за предоставените 73 105 MWh във връзка със Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката, формирана въз основа на разликата между определената на НЕК ЕАД с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 71,71 лв./MWh (без ДДС) и утвърдената със същото решение цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в размер на 76,99 лв./MWh (без ДДС), остава спорна между производителя и обществения доставчик, тъй като всеки от тях претендира, че има право да я получи. В тази връзка централата очаква решение на КЕВР и за сумата в размер на 3 553 994,40 лв. (без ДДС), които да бъдат признати на НЕК ЕАД като компенсация за предходния регулаторен период, и в последствие бъдат предоставени от НЕК ЕАД на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по силата на Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР и сключеното между страните споразумение. Дружеството обръща внимание, че от тази гледна точка допълнителната компенсация до пълните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не включва сумата от 3 553 994,40 лв.

Разходите, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ във връзка със Заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г. на министъра на енергетиката, са както следва:

Периоди (2019/2020 г.)	Количество	Цена, изчислена на база разходи за производство на електрическа енергия за 2019/2020 г.	Изчислена прогнозна цена от КЕВР по Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г.	Разлика за компенсиране по чл. 35 от ЗЕ	
	MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	хил. лв.
Юли-	1 439 896	157,17	135,30	21,87	31 491

Декември 2019					
Януари, 2020	312 104	150,54	135,30	15,24	4 756
Общо	1 752 000	-	-	-	36 247

Дружеството отбелязва, че тъй като срокът на Заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г. на министъра на енергетиката обхваща част от 2019 г. и част от 2020 г., то за количествата, които са предоставени на НЕК ЕАД в рамките на 2019 г., е използвана изчислената стойност на разходите на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД на база отчетните данни за 2019 г., а за количествата, предоставени през 2020 г., е използвана прогнозната стойност на разходите за 2020 г.

Разходите, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ във връзка със Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката, са както следва:

Количество	Цена, изчислена на база разходи за производство на електрическа енергия за 2020 г.	Цена по Споразумение с "НЕК"ЕАД	Разлика за компенсиране по чл. 35 от ЗЕ	
MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	хил. лв.
1 981 420	150,54	86,33	64,21	127 227

Дружеството посочва, че Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката не е взета предвид в Решение Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, но се отнася за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. В тази връзка между „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и НЕК ЕАД е сключено споразумение, въз основа на което НЕК ЕАД ще заплаща на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД доставеното по регистрираните от независимия преносен оператор почасови графици количество нетна активна електрическа енергия за месеца по цена в размер на 86,33 лв./MWh (цена на енергийния микс на обществения доставчик за реализиране на крайните снабдители без включена компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“), като тази цена ще се прилага до приемане на решение на КЕВР, определящо цена/разходи за изкупуване на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Във връзка с направеното искане по чл. 35 от ЗЕ „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД излага и следните допълнителни аргументи:

– В периода 2002 г. – 2018 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е инвестирало огромен ресурс за обекти с екологично предназначение и производствени мощности, възлизащ на над 1 млрд. лева, като изцяло са подменени или рехабилитирани основни и спомагателни съоръжения;

– „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;

– Прилаганият метод за регулиране по отношение на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е „норма на възвръщаемост“ и изглежда приемлив и приложим единствено при напълно регулиран пазар, когато централата реализира цялото си производство по фиксирани от регулатора цени. В тази хипотеза, ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД получава утвърдена от регулатора ценова рамка, която има за цел да осигури финансовата стабилност на централата, която включва и изпълнение на наложените задължения към обществото като критична инфраструктура, както и изпълнение на задълженията за производство на електрическа енергия от местни енергийни източници, съгласно енергийната стратегия на страната, утвърдена от министъра на енергетиката. Централата изпълнява функцията още на регулираща мощност, която се използва ежедневно, т.е. не може да бъде третирана като резервна мощност, която може да се използва няколко пъти в годината. 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 Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС). Грижата 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.

– Остойностяването на разходите, породени от наложени задължения към обществото и отделянето им в отделна ценова компонента или включването им в цената за задължения към обществото, имат за цел да осигурят единствено безопасната техническа експлоатация на съществуващите съоръжения на централа с оглед гарантиране на енергийните доставки. Те не носят възвръщаемост за централата, както и не поставят дружеството в по-благоприятно положение спрямо всички други производители на електрическа енергия. В този смисъл, регулирането на постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД чрез отделен ценови компонент или чрез цената за задължения към обществото ще бъде напълно в съответствие с духа на националното и европейското законодателство;

– Спирането на работата на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД ще има сериозни икономически последици както за регулирания, така и за свободния пазар. Признаването на част от постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД като „друг ценови компонент“ по НРЦЕЕ ще осигури необходимия финансов ресурс на централата за финансиране на оперативните разходи за ремонт и поддържане на съоръженията на централата в техническа изправност и за производство на електроенергия особено в есенно-зимния сезон, когато има дефицит на енергия. В останалите периоди от годината, когато „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изпълнява оперативно функциите си на регулираща мощност в реално време, с оглед недопускане на тежки аварии и разпад на ЕЕС, е необходимо приемането на компенсаторен механизъм за част от променливите разходи (квоти за емисии), като по този начин няма да се допусне изкривяване на цените на борсовия пазар и ще се осигури една относителна ценова стабилност най-вече за индустриалните консуматори.

3.2. Становище на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 711 277 хил. лв. на 694 785 хил. лв., като разходите за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2019 г. Разходи за CO_2 квоти са преизчислени по прогнозна цена от 22,00 €/тон на 414 837 хил. лв.

Разходите за ремонт, наеми на хидротехнически съоръжения, лицензионни такси и охрана на труда са включени на ниво отчет 2019 г. Корекция до отчета за 2019 г. е извършена на прогнозните разходи за работно облекло, материали за текущо поддържане и застраховки, които въпреки декларираното през предходния регулаторен период намерение на дружеството за редукция са сериозно завишени.

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
	Нетна електрическа енергия	MWh	7 416 175	7 416 175
	Променливи разходи	хил.лв.	711 277	694 094
	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	255 786	246 277
	Възвръщаемост	хил.лв.	67 857	67 857
	Необходими годишни приходи	хил.лв.	1 034 920	1 008 228
	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	139,55	135,95

Съгласно чл. 35, ал. 1 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. За такива разходи според чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ се признават и разходите, произтичащи от задължения, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката. В тази връзка енергийните предприятия подават периодично заявление пред Комисията за компенсиране на тези разходи, като представят доказателства за тяхното основание и размер (чл. 35, ал. 3 от ЗЕ).

На дружеството не са признати разходи по чл. 35 от ЗЕ.

Дружеството е изложило аргументи относно квалифицирането на експлоатираната от него централа като стратегически обект от значение за националната сигурност, както и критична инфраструктура в сектор „Енергетика“, но не е посочило, нито е доказало, че реално е претърпяло разходи в тази връзка. Установяването на критичните инфраструктури се осъществява по правилата на Наредбата за реда, начина и компетентните органи за установяване на критичните инфраструктури и обектите им и оценка на риска за тях (НРНКОУРИООР, обн. ДВ, бр. 81 от 2012 г.). Наредбата е приложима за сектор „Енергетика“ – чл. 2, ал. 1 от НРНКОУРИООР. Според § 2 от Преходните и заключителни разпоредби на НРНКОУРИООР стратегическите обекти и дейности от значение за националната сигурност, определени в списъка-приложение към ПМС № 181, обн., ДВ, бр. 59 от 2009 г., се приемат за установени критични инфраструктури. По силата на чл. 1, ал. 1 от ПМС № 181 във връзка с т. V.2.3. от списъка – приложение към ПМС № 181, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е стратегически обект от значение за националната сигурност, както и установена критична инфраструктура в сектор „Енергетика“. В тази връзка има задължения, произтичащи от План за възстановяване, който се отнася за случаите на пълно разпадане на ЕЕС след тежки

аварии. Съгласно чл. 131, ал. 1 от ПУЕЕС Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа.

В допълнение, следва да се има предвид, че прилаганият метод за ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ не допуска компенсиране на разходи във връзка с прилагане на предходно ценово решение на КЕВР, каквото искане прави дружеството по отношение на Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР. При този метод за ценово регулиране Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година, като следващ регулаторен преглед се извършва по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи – чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ. Според § 1, т. 15 от Допълнителната разпоредба 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 тази връзка, необосновани се явяват претенциите на заявителя за допълнително компенсиране на разходи, посочени в т. 1 и т. 2 по-горе. Необосновани са и претенциите на дружеството за компенсиране на средства от минал период, които са в следствие на неизпълнение на заложената регулаторна рамка и реализирани по-малко от предвидените количества електрическа енергия.

Неправилен, също така, е и изводът на дружеството, че по отношение наложените му задължения за продажба на НЕК ЕАД на допълнителни 1 981 420 MWh за нуждите на регулирания пазар за периода 29.01.2020 г. – 30.06.2020 г. съгласно Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката не са предвидени никакви средства за компенсация на обществения доставчик. Видно от мотивите на Решение № Ц-12 от 01.04.2020 г., Комисията е предвидила такива средства от ФСЕС в размер на до 97 030 хил. лв., като е остойностила предполагаемите разходи на обществения доставчик по изчислените разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за произведен 1 MWh в т. II.3. от мотивите към Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР.

По отношение спорната между заявителя и обществения доставчик сума в размер на 3 553 994,40 лв. (без ДДС), представляваща получената от обществения доставчик компенсация от ФСЕС за закупени количества електрическа енергия, произведена от централата по Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. и Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката, същата е предвидена за компенсация по-долу.

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 135,95 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 008 228 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 416 175 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

4.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2020 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 108,60 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 18,22 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 130,37 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 203 082 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 99 087 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 3 168 хил. лв.; консумативи – 90 283 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 83 996 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 25 584 хил. лв.;
– Възвръщаемост – 15 125 хил. лв.;
– Разполагаемост на предоставената мощност – 2 234 400 MW*h;
– Нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:
– произведена електрическа енергия бруто – 2 150 000 MWh;
– собствени нужди – 13,02%;
– нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh;
– брутен специфичен разход условно гориво – 411,4 г.у.г./kWh;
– нетен специфичен разход условно гориво – 472,54 г.у.г/kWh;
– разход на мазут – 3 000 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки. В разходи за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва разходите за квоти парникови газове по цена от 25,00 €/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 – 195 дни;
– Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
– Обща брутна разполагаема мощност – 2 234 400 MW*h;
– Норма на възвръщаемост на капитала – 7,64%, при оборотен капитал 69 175 хил. лв. и регулаторна база на активите – 197 903 хил. лв.

Дружеството разпределя постоянните разходи и възвръщаемостта на централата по следния начин: една част за топлофикационната част и две части за кондензационната част.

За регулаторния период дружеството прогнозира разходите за заплати да са в размер на 5 862 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2019 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 1 635 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 8 240 хил. лв., формирани на база отчет 2019 г. и прогноза по амортизационния план за 2020 г. за 2/3 от ДМА на централата. Разходите за ремонти са 5 000 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове 1 и 3 и основен ремонт на блок 2. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 4 687 хил. лв., определени на база отчет 2018 г.

4.2. Становище на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок е постъпило писмо с вх. № Е-14-33-6 от 04.06.2020 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, с което дружеството е актуализирало предложението си за утвърждаване на цени, както следва:
– цена за енергия – 83,67 лв./MWh, без ДДС,
– цена за мощност – 12,56 лв./MW*h, без ДДС,
– пълна цена за електрическа енергия – 98,68 лв./MWh, без ДДС,

образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– променливи разходи – 156 467 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 77 067 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 1 980 хил. лв.; консумативи – 79 400 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 66 700 хил. лв., при цена 22,00 евро/тон;
– условно-постоянни разходи – 19 804 хил. лв.;
– възвръщаемост – 8 253 хил. лв.;
– разполагаемост на предоставената мощност – 2 234 400 MW*h;
– нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:
– произведена електрическа енергия бруто – 2 150 000 MWh;
– собствени нужди – 13,02%;
– нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.;
– брутен специфичен разход условно гориво – 411,0 г.у.г./kWh.;
– нетен специфичен разход условно гориво – 472,54 г.у.г/kWh.;
– разход на мазут – 3 600 тона.

При цената за разполагаема мощност са актуализирани стойностите на следните ценообразуващите елементи:
– Разходи за заплати – 5 329 хил. лв.;
– Начисления, свързани с работните заплати – 1 486 хил. лв.;
– Разходи за амортизации – 8 400 хил. лв.;
– Разходи за ремонти – 2 000 хил. лв.;
– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията – 2 589 хил. лв.;
– Норма на възвръщаемост на капитала – 5,47%, при оборотен капитал 22 010 хил. лв. и регулаторна база на активите – 150 756 хил. лв.

4.3. Ценообразуващи елементи

В актуализираното предложение за утвърждаване на цена, постъпило в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-33-6 от 04.06.2020 г. на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, дружеството е възпроизвело в голяма степен корекциите по отношение на разходите, отразени в доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3.

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, необходимият оборотен капитал е коригиран от 22 010 хил. лв. на 20 980 хил. лв., с оглед на което и РБА, част от която е оборотният капитал, е преизчислена от 150 756 хил. лв. на 149 726 хил. лв. Посочената корекция на оборотния капитал е направена въз основа на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно който 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.

Разходите, свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 2 589 хил. лв. на 2 551 хил. лв. в резултат на корекции на разходите за горива, работно облекло, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи до отчетените нива през базисната година.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, са както следва:

	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
	Нетна електрическа енергия	MWh	1 870 000	1 870 000
	Променливи разходи	хил.лв.	156 467	156 467

	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	19 804	19 772
	Възвръщаемост	хил.лв.	8 253	8 196
	Необходими годишни приходи	хил.лв.	184 524	184 435
	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	98,68	98,63

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 98,63 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 184 435 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 870 000 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 1 MW, 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 – 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 – 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-8 от 31.03.2020 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-16 от 31.03.2020 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2020 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-25 от 31.03.2020 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2020

г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-7 от 31.03.2020 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2020 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД. Използвана е и информация, постъпила с допълнителни писма с вх. № Е-13-47-16 от 20.05.2020 г. и вх. № Е-13-47-35 от 25.06.2020 г. от ‚ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-47-25 от 22.05.2020 г. и вх. № Е-13-47-35 от 30.06.2020 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-47-25 от 19.05.2020 г. и вх. № Е-13-47-35 от 25.06.2020 г.от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, с вх. № Е-13-47-25 от 21.05.2020 г., вх. № Е-13-77-8 от 22.06.2020 г. и вх. № Е-13-47-35 от 30.06.2020 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Следва да се има предвид, че при определянето на прогнозната месечна разполагаемост и количества по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР следва да съобрази изменената структура на пазара на електрическа енергия поради излизането от обхвата на регулирания пазар на всички небитови крайни клиенти, присъединени на ниво ниско напрежение, вследствие на влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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 2020 г.	372 058	417 312	216 711	7 377	**1 013 458**
август 2020 г.	381 650	443 380	226 617	7 831	**1 059 479**
септември 2020 г.	361 682	370 202	200 791	5 310	**937 985**
октомври 2020 г.	314 192	254 592	180 611	33	**749 428**
ноември 2020г.	381 046	317 102	216 399	30	**914 577**
декември 2020 г.	498 494	443 497	285 655	39	**1 227 684**
януари 2021 г.	561 149	494 606	343 724	59	**1 399 537**
февруари 2020 г.	426 616	385 082	270 224	48	**1 081 970**
март 2021 г.	391 580	337 467	242 760	40	**971 848**
април 2021 г.	343 793	312 287	218 375	58	**874 513**
май 2021 г.	327 165	263 550	182 139	57	**772 911**
юни 2021 г.	271 270	247 799	167 522	141	**686 732**
07.2020 г. – 06.2021 г.	**4 630 695**	**4 286 876**	**2 751 528**	**21 023**	**11 690 122**

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 33 440 094 MWh, от които 11 690 122 MWh за крайни 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., лв./MWh	Разлика в %
„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	54,77	90,00	-39,14%
ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	85,01	90,00	-5,54%
„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	135,95	90,00	51,06%
„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	98,63	90,00	9,59%

Видно от горната таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. 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 1 MW, електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и количеството, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ. Предвид очакваната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер на 90,00 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 и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. За последното дружество 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. неговата регулирана цена би била с повече от 10 на сто от 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 за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, 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-16-295 от 25.06.2020 г., предоставена на КЕВР с писмо с вх. № Е-03-17-28 от 29.06.2020 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 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.

Според същата заповед обща годишна квота следва да бъде произведена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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 и чл. 25, ал. 4 от Закона за администрацията, с оглед сигурността на снабдяването с електрическа енергия на територията на страната, и съгласно направения анализ и предложение в доклад № Е-93-00-929 от 25.06.2020 г. на работна група, назначена със Заповед № Е-РД-16-228 от 09.06.2020 г. на министъра на енергетиката.

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 организирания борсов 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**
	„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	2 462 070	694 430
	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 919 351	2 410 482	2 508 869
	Производители на електрическа енергия от възобновяеми източници под 1 MW	341 243	238 870	102 373
	Топлофикационни и заводски централи	8 362	2 509	5 853
	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 600 000	2 600 000	0
	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 380 000	2 380 000	0
	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 288 210	876 191	2 412 019
	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	720 000	720 000	0
	Общо количество енергия реализирано от НЕК ЕАД	**17 413 666**	**11 690 122**	**5 723 544**

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници над 1 MW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2019 г., като са взети предвид условията на § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители

	Производ състава на К ЕАД	„АЕЦ дуй“ ЕАД	„ТЕЦ ол“ ЕАД	ТЕЦ ица Изток ‘ЕАД	„Ей И Ес арица Изток ЕООД	„Контур л Марица ок 3“ АД	Централи с мбинирано изводство на ктрическа и инна енергия	ВЕИ	**ОБЩО**
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.20	31 956	148 800	52 080	223 200	342 000	192 880	130	22 412	**1 013 458**
авг.20	43 768	186 000	59 520	223 200	332 000	195 040	127	19 824	**1 059 479**
сеп.20	48 642	144 000	57 600	216 000	183 200	272 800	154	15 588	**937 985**
окт.20	52 669	48 425	52 150	260 750	265 050	59 150	214	11 020	**749 428**
ное.20	44 894	252 000	50 400	252 000	153 200	152 400	232	9 450	**914 577**
дек.20	42 605	409 200	59 520	260 400	302 000	143 600	272	10 087	**1 227 684**
яну.21	109 143	409 200	66 960	260 400	247 360	291 040	272	15 162	**1 399 537**
фев.21	90 210	302 400	60 480	235 200	178 480	193 360	248	21 592	**1 081 970**
мар.21	111 652	148 600	66 870	200 610	158 040	258 090	257	27 730	**971 848**
апр.21	114 884	144 000	64 800	144 000	137 200	240 800	235	28 594	**874 513**
май.21	103 027	48 360	66 960	163 680	91 360	268 720	219	30 585	**772 911**
юни.21	82 740	139 015	62 660	160 560	72 180	142 602	149	26 826	**686 732**
юли 2020-юни2021	**876 191**	**2 380 000**	**720 000**	**2 600 000**	**2 462 070**	**2 410 482**	**2 509**	**238 870**	**11 690 122**

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД и от преобладаващата част от енергията по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

В допълнение към горното, КЕВР отчита обстоятелството, че с влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г., се променя структурата на клиентите на регулирания пазар на електрическа енергия, респективно структурата на потреблението на този пазар – със силно изразени пикове през сутрешните и вечерни часове на денонощието. Поради това, КЕВР счита, че с оглед гарантиране сигурността на снабдяването на регулирания пазар е необходимо да бъде обезпечен общественият доставчик по отношение на преодоляването на неравномерното потребление на електрическа енергия на този пазар. Последното не може да бъде осъществено единствено чрез количествата електрическа енергия, която се произвежда от ВЕЦ-овете, собственост на НЕК ЕАД, предвид на което на обществения доставчик следва да бъдат осигурени допълнителни количества електрическа енергия в размер на 500 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим, с оглед осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар. Това е обосновано с оглед профила на товара и цената на електрическата енергия, произвеждана от АЕЦ „Козлодуй“ – арг. от чл. 24, ал. 2 от ЗЕ.

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, НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:

– „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 54,77 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 831 696 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 186 584 MWh;

– **„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД – 98,63 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 184 435 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh;**

– **НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 85,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 279 531 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 288 210 MWh.**

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическа енергия, утвърдена с Решение № Ц–19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, е в размер на 89,67 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 163 896 хил. лв. и енергия – 12 979 765 MWh.

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-8 от 31.03.2020 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, в размер на 14 900 496 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 5 500 000 MWh, като е увеличено почти два пъти спрямо Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР. Увеличените количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за регулирания пазар следва да компенсират евентуалното невключване на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– 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;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са изчислени при 82,5% използваемост на разполагаемата мощност, като разполагаемата мощност е съгласно търговския план за 2020 г. при използваемост за целия текущ регулаторен период съгласно определените количества в Решение Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР от 65%;

– количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са при 85,6% използваемост на разполагаемата мощност;

– 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.

1. Становище на НЕК ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-01-15 от 04.06.2020 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени на електрическата енергия за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

1.1. По количествата електрическа енергия за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители

Обществеият доставчик посочва, че в доклада на КЕВР прогнозните количества електрическа енергия за осигуряване на клиентите на крайните снабдители са в размер на 14 320 886 MWh, което е с 579 610 MWh по-малко спрямо прогнозираните от НЕК ЕАД. Обръща внимание, че в случай, че не се потвърди предвижданото намалено потребление на регулирания пазар, и предвид факта, че дружеството няма възможност да произведе определените в доклада количества от собствени ВЕЦ, то отново ще изпадне в затруднение да изпълни законовите си задължения, като ще пренасочи енергия от свободния към регулирания пазар. От друга страна, при евентуално по-голямо производство от централите с дългосрочни договори над определеното в доклада/решението, обществеият доставчик няма да бъде компенсиран за разходите, които ще направи, което допълнително ще утежни натрупания в резултат от регулаторни решения дефицит.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Определените в доклада прогнозни количества електрическа енергия за регулиран пазар са съгласно предоставената от дружествата крайни снабдители информация.

1.2. 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. Имайки предвид, че забавянето на одобрението на тарифния модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД влияе върху търговските отношения между централата и НЕК ЕАД, 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 01.07.2020 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.

1.3. По цената на въглеродните емисии, използвана при определяне на цените на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД

Според дружеството от доклада не става ясно по каква прогнозна цена са изчислени разходите за закупуване на квоти въглеродни емисии като част от разходите за произведена енергия от „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, докато при изчисляването на цените на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД Комисията е изрично е посочила, че разходите за закупуване на квоти въглеродни емисии на централите са изчислени по прогнозна пазарна цена от 22,00 €/тон.

Във връзка с горното възражение следва да се отбележи, че разходите на всички кондензационни централи за закупуване на CO_2 квоти са остойностени по цена от 22,00 €/тон. Последното важи и по отношение на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, като се вземе предвид пълната цена за енергия на двете дружества.

1.4. По компенсирането на разходите за цена достъп до електропреносната мрежа, дължима от централите с дългосрочни договори

Дружеството счита, че е необходимо в разходите, които ще се възстановяват от ФСЕС за новия регулаторния период, да се включат и разходите на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД (7 839 хил. лв.) и на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД (11 680 хил. лв.)

за заплащане на цена за достъп до електропреносната мрежа, тъй като те са предизвикани от промени в законодателството и подлежат на възстановяване съгласно сключените СИЕ.

Горното възражение Комисията приема за основателно, като тези разходи са отразени в т. V от мотивите към настоящото решение.

1.5. По компенсацията във връзка с по-голямо натоварване на мощностите в ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2020 г.

Дружеството не е съгласно с непризнаването на предявените разходи в размер на 13 054 хил. лв., възникнали вследствие по-голямо натоварване на мощностите в ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ и не споделя мотивите на КЕВР, че същите са в резултат на по-голямо предлагане на свободния пазар, защото определените от Комисията количества за свободен пазар за периода са 4 855 628 MWh, а реално доставените количества са 3 891 458 MWh.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Определените от Комисията количества за свободен пазар не са задължителни. С оглед гарантиране на сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия, приоритет на обществения доставчик е задоволяване на нуждите на регулирания пазар, в рамките на който той е основен доставчик. В тази връзка общественият доставчик е следвало да ограничи продажбите на свободен пазар след използване на утвърденото за компенсиране количество електрическа енергия от двете централи, въпреки това през месеците май и юни 2019 г. реализира на пазарите „Ден напред“ и „В рамките на деня“ 190 469 MWh и допълнителни 43 920 MWh по сключени двустранни договори. Допълнителните количества от двете централи се дължат на реализирани сделки на свободния пазар и не следва да се компенсират.

1.6. 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 2 414 376 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 т. V от 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:

– 11 690 122 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;

– 5 723 544 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар, като разликата между по-високите от пазарните цени (по които НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ) и прогнозната пазарна цена се компенсира с плащания от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ.

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
	2	3	4	5
	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 380 000	130 353	54,77
	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 600 000	353 470	135,95
	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	720 000	71 014	98,63
	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 288 210	279 531	85,01
	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	691 933	219,21
	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 919 351	721 719	146,71
	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	8 362	1 861	222,53
	ВИ под 1 MW	341 243	97 784	286,55
	Средна покупна цена на обществения доставчик	**17 413 666**	**2 347 664**	**134,82**

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 2018 г. и 2019 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г на КЕВР.

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. Надценката е изчислена в размер на 4,04 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. 2 и т. 3 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
	2	3	4	5
	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 380 000	130 353	54,77
	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 600 000	257 861	99,18
	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	720 000	71 014	98,63
	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	876 191	74 485	85,01
	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 462 070	244 182	99,18
	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	2 410 482	239 065	99,18
	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	2 509	224	89,43
	ВИ под 1 MW	238 870	21 935	91,83
	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	11 690 122	1 039 119	88,89
0	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			4,04
1	**Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.9+р.10)**			**92,93**

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-16-295 от 25.06.2020 г. на министъра на енергетиката за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е определена обща годишна квота в размер на 2 600 000 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 и предложението на НЕК ЕАД по заявление с вх. № Е-13-01-8 от 31.03.2020 г. 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 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 – 1 086 363 хил. лв. и енергия – 11 690 122 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 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, 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, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 21.05.2019 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;

– разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. на обществения доставчик;

– разходи за компенсиране на ФСЕС във връзка с Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (ННТРЕВИ);

– разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със СИЕ.

1. Становище на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ по приетите доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

С писмо с вх. № Е-04-64-2 от 04.06.2020 г. ФСЕС е представил становище по доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3.

По отношение прогнозираните приходи от продажба на квоти за емисии CO_2 ФСЕС посочва, че в публикуван доклад на Европейската комисия относно Резерва за пазарна стабилност се предвижда редукция на количествата на тръжните квоти от 01.09.2020 г. с 24%. За 2020 г. количествата по тръжния календар са 20 746 000 квоти, като реално след намалението (септември – декември) ще бъдат търгувани около 18 643 960 квоти. Обръща внимание, че ситуацията през миналата година е била идентична, поради което след намаляване на количества (септември – декември 2019 г.) реално за текущия ценови период ще бъдат изтъргувани 18 015 000 квоти, съответно фактически събраните средства за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. се очаква да са с 30 – 32 000 хил. лв. по-малко от предвидените от регулатора 861 450 хил. лв. Прогнозира, че предвид определените количествата за 2020 г. и евентуалното им намаление с 24%, за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. реално търгуваните квоти може да са около 16 400 000, а действителните постъпления в размер на около 667 000 хил. лв. Прогнозните приходи са изчислени със средна цена на квота 20 евро, като се отчита реално постигнатата такава през последните месеци и последиците от обявената епидемия. Предвид изложеното счита, че промените в количествата квоти за емисии в обращение ще окажат съществено влияние върху цената им през следващия ценови период. В тази връзка намира за необходим детайлен анализ на приходите от квоти за емисии при утвърждаване на цена за задължения към обществото, за да бъде запазена стабилността на

фонда и да бъде гарантиран механизмът за компенсиране с премии на производителите на електрическа енергия.

След направен анализ на изпълнението на предвидените в Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2019 г. разходи, ФСЕС констатира, че вследствие на екстремните метеорологични условия, при които се отчита нарастване на производството през последните месеци, значителния брой въведени в експлоатация малки фотоволтаични централи и предвид факта, че от действащия ценови период остават още два месеца, разходите на „Национална електрическа компания“ ЕАД за закупена електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност по-малка от 1 MW могат да надхвърлят с до 5 000 хил. лв. предвидените в ценовото решение прогнозни такива в размер на 83 286 хил. лева. Отбелязва, че поради действащия през изминалия регулаторен период преходен период за преминаването на ВИ производители с инсталирана мощност между 1 MW и 4 MW към продажба на организиран борсов пазар, общите разходи за премиите за произведената от тях електрическа енергия бяха условно разделени между ФСЕС и НЕК ЕАД. Поради тази причина и различната динамика при сключването на договори за премии с тези производители счита, че предвидените средства във ФСЕС са с 32 000 хил. лв. по-малко, които няма да бъдат усвоени през ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. В тази връзка ФСЕС очаква заявленията за компенсиране с премии на ВИ производители да надхвърлят с до 32 000 хил. лв. предвидените 654 383 хил. лева в ценовото решение.

Във връзка с предвидените в доклада разходи за компенсация на предвидените облекчения по ННТРЕВИ за намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници, във Фонда са постъпили две искания по издадени заповеди на министъра на енергетиката за недовзета помощ в общ размер от 63 171,93 лв., касаещи ценовите периоди 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. ФСЕС посочва, че към настоящия момент по аргумент от чл. 22 от Наредбата за реда и начина за набирането, разходването, отчитането и контрола на средствата на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ липсва основание за компенсиране на тези разходи, въпреки издадените от министъра на енергетиката заповеди, доколкото същите касаят минали регулаторни периоди. Счита, че за да може описаната недовзета помощ да бъде предоставена, същата следва да бъде предвидена в решението на Комисията за следващия регулаторен период.

Комисията приема горните аргументи за частично основателни. По отношение очакването за евентуално намаление на търгуваните квоти за следващия регулаторен период до около 16 400 000 квоти, към настоящия момент няма официална информация от Европейската комисия относно тръжния календар за 2021 г., а единствено за промяна на същия за 2020 г., съгласно който общият търгуван обем емисии CO_2, предназначен за България, намалява до 18 431 500 квоти, които са отразени по-долу в мотивите на настоящото решение.

Относно недостига на средства за компенсиране на ВИ производители, Комисията отчита обстоятелството, че през първото полугодие на 2020 г. производството на електрическа енергия от ВИ бележи ръст от 15% спрямо същия период на 2019 г., поради което приема искането за компенсация за основателно.

Комисията приема за основателни аргументите на Фонда относно недовзетата помощ в общ размер от 63 хил. лв. за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и във връзка с издадени заповеди на министъра на енергетиката.

2. Ценообразуващи елементи

Приходите на фонда са оценени на 1 058 751 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.

Пълният размер на приходите от продажба на квоти емисии е оценен на 793 075 хил. лв., като са взети предвид намалените прогнозни нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (EEX).

Въз основа на прогнозата за следващия ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, приходите във фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 268 360 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

С Решение № Ц-11 от 01.04.2020 г. и Решение № Ц-14 от 01.05.2020 г., КЕВР е изменила определените с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в резултат на което разходите на ФСЕС за втората четвърт на 2020 г. са намалели с 21 425 хил. лв.

Отделно от горното, следва да се отчете и изменението на преференциалните цени и премиите за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия във връзка с влизането в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ,обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г.). В изпълнение на § 2, ал. 6 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., за периода 1 юли 2019 г. – 31 март 2020 г., КЕВР е утвърдила цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, с Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г., поправено и допълнено с Решение № Ц-25 от 24.06.2020 г. С тези решения и посочения период КЕВР е утвърдила, съответно определила по-ниски цени, които следва да бъдат отчетени при определяне на размера на средствата, които Фондът по реда на § 2, ал. 16 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., ще прихване като разлика между размера на премиите за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, определени от КЕВР до влизането в сила и след влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г. Предвид горните решения на КЕВР, дружествата в сектор „Топлоенергетика“ следва да възстановят на ФСЕС 28 322 хил. лв. Според анализ и оценка на приходите и разходите на фонда за 2019 г., както и на прогнозните такива до края на регулаторния период, извън горните спестени средства във фонда ще се натрупа допълнителен излишък от около 78 700 хил. лв., следователно общият обем на излишъка следва да се оцени в размер на 128 447 хил. лв.

Посочените средства, на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 следва да се използват за компенсиране на извършени от обществения доставчик и ФСЕС допълнителни разходи/намалени приходи 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.	Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 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 29.01.2020 г. – 30.06.2020 г.	59 973

2.	Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 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 електрическа енергия над квотата, определена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на до 600 000 MWh	3 168
3.	Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 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 електрическа енергия над квотата, определена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на до 80 000 MWh.	386
4.	Компенсация на обществения доставчик за разходи, свързани с постановени от КЕВР през предходния ценови период решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения (Решение № Ц-22 от 16.07.2019 г.; Решение № Ц-23 от 16.07.2019 г.; Решение № Ц-24 от 16.07.2019 г.; Решение № Ц-25 от 16.07.2019 г.; Решение № Ц-26 от 16.07.2019 г.; Решение № Ц-27 от 16.07.2019 г.; Решение № Ц-28 от 16.07.2019 г.; Решение № Ц-32 от 30.09.2019 г.).	13 143
5.	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители.	18 240
6.	Допълнителни разходи на ФСЕС за компенсиране на електрическа енергия, произведена от ВИ през ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	32 000
7.	Допълнителни разходи на ФСЕС за компенсация на предвидените облекчения по ННТРЕВИ за намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници, във връзка с постъпили във фонда две искания по издадени заповеди на министъра на енергетиката за недовзета помощ, касаещи ценовите периоди 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	63
8.	Компенсация на ФСЕС във връзка с намалени приходи по чл. 36е от ЗЕ, във връзка с Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г., поправено и допълнено с Решение № Ц-25 от 24.06.2020 г.	1 416
9.	**Общо**	**128 389**

Със Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. министърът на енергетиката налага на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД допълнително задължение за обслужване на обществото, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия за задоволяване на нуждите на регулирания пазар за периода 29.01.2020 г. – 30.06.2020 г. в размер до 1 981 420 MWh. 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 горната заповед се гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар.

Разходите във връзка със Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката са претърпени от обществения доставчик през ценовия периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., поради което следва да бъдат остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3. от мотивите към Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР и възлизат на 268 086 хил. лв. В тази връзка НЕК ЕАД следва да бъде компенсирано от ФСЕС за разликата между горните разходи и приходите, които ще получи от продажбата на тази електрическа енергия на крайните снабдители, намалени с разходите за обществена доставка или в размер на до 97 030 хил. лв.

След допълнителен анализ на прогнозното потребление на регулирания пазар до края на настоящия регулаторен период и оценка на изпълнението на определената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР разполагаемост и количества на производителите по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ може да бъде направен извод, че на обществения доставчик ще са необходими 1 224 687 MWh електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на

енергетиката, следователно допълнителните разходи за ФСЕС ще бъдат в размер на 59 973 хил. лв.

Разходите, които фондът следва да покрива от 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	70 683
2.	Компенсация за предвидените облекчения по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници	12 137

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни ценови периоди, за които ФСЕС следва да компенсира НЕК ЕАД, са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик за предходния регулаторен период. 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 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.

Претендираните от НЕК ЕАД разходи от арбитражни и съдебни дела не са обосновани и не следва да бъдат признавани.

По-отношение на претендираната компенсация в размер на 13 054 хил. лв. във връзка с по-голямо натоварване на мощностите в ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2020 г., общественият доставчик е следвало да ограничи продажбите на свободен пазар след използване на утвърденото за компенсиране количество електрическа енергия от двете централи, въпреки това през месеците май и юни 2019 г. реализира на пазарите „Ден напред“ и „В рамките на деня“ 190 469 MWh и допълнителни 43 920 MWh по сключени двустранни договори. С оглед гарантиране на сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия, приоритет на обществения доставчик следва да бъде задоволяване на нуждите на регулирания пазар, в рамките на който той е основен доставчик. В тази връзка допълнителните количества от двете централи се дължат на реализирани сделки на свободния пазар и не следва да се компенсират.

Предвид горното, приходите на ФСЕС, които могат да се използват за намаляване на цената за задължения към обществото, са в размер на 975 931 хил. лв. (780 938 хил. лв. от търговете на квоти за емисии на парникови газове, които следва да се използват за намаляване на компонентите на цената за ВЕИ и ВЕКП и 194 993 хил. лв. от приходите

по чл. 36е от ЗЕ, които следва да се използват за намаляване на компонентите на цената за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“).

Разходите, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени по-долу.

Некомпенсираните разходи 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, 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.

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 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., за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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.

За количествата по Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. на министъра на енергетиката, некомпенсираните разходи на НЕК ЕАД за електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД се формират като разлика от изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II, т. 3 от мотивите на това решение и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

Прогнозната пазарна цена и разходите за ВЕИ 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 MW**	**678 433**	**106 011**	**90,95**	**44 307**	**1,32**
1	ФОНД	531 050	84 463	90,95	36 164	1,08
2	НЕК	147 383	21 548	90,95	8 144	0,24
II	**ВяЕЦ**	**1 313 551**	**240 625**	**83,45**	**131 009**	**3,92**
1	ФОНД	1 288 260	236 396	83,45	128 891	3,85
2	НЕК	25 291	4 229	83,45	2 118	0,06
III	**ФтЕЦ**	**1 240 879**	**604 413**	**94,96**	**486 579**	**14,55**
1	ФОНД	1 109 967	548 853	94,96	443 450	13,26
2	НЕК	130 912	55 560	94,96	43 129	1,29
IV	**Биомаса**	**292 392**	**98 962**	**90,01**	**72 644**	**2,17**
1	ФОНД	254 735	82 515	90,01	59 586	1,78
2	НЕК	37 657	16 447	90,01	13 057	0,39
V	**Общо ВЕИ**	**3 525 255**	**1 050 010**	**89,49**	**734 539**	**21,97**
1	ФОНД	3 184 012	952 226	89,24	668 091	19,98
2	НЕК	341 243	97 784	91,83	66 448	1,99

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**	**2 888 921**	**509 491**	**89,43**	**251 135**	**7,51**
1	ФСЕС	2 880 559	507 630	89,43	250 022	7,48
2	НЕК ЕАД	8 362	1 861	89,43	1 113	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“**	**33 440 094**	**258 302**	**7,72**
1.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	33 440 094	378 880	11,33
1.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 440 094	-	-
1.1.2.	НЕК ЕАД	33 440 094	378 880	11,33
1.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 440 094	-120 577	-3,61
2	**ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“**	**33 440 094**	**159 415**	**4,77**
2.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	33 440 094	233 830	6,99
2.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 440 094	-	-
2.2.2.	НЕК ЕАД	33 440 094	233 830	6,99
2.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 440 094	-74 416	-2,23
3	**ТЕЦ „Марица изток 2“**	**33 440 094**	**95 609**	**2,86**
3.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Марица изток 2“ във връзка със Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. на министъра на енергетиката	33 440 094	95 609	2,86
3.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 440 094	-	-
3.1.2.	НЕК ЕАД	33 440 094	95 609	2,86
3.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 440 094	-	-
4	**ВЕИ**	**33 440 094**	**117 598**	**3,52**
4.1.	Некомпенсирани разходи за ВЕИ	33 440 094	734 539	21,97
4.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 440 094	668 091	19,98
4.1.2.	НЕК ЕАД	33 440 094	66 448	1,99
4.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 440 094	-616 941	-18,45
5	**Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**33 440 094**	**87 138**	**2,60**
5.1.	Некомпенсирани разходи за централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 440 094	251 135	7,51
5.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 440 094	250 022	7,48
5.1.2.	НЕК ЕАД	33 440 094	1 113	0,03

5.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 440 094	-163 997	-4,91
6	**ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**	**33 440 094**	**718 061**	**21,47**

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 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 договорената 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 21,47 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 3,52 лв./MWh.

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 21,47 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 3,52 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 2,60 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-13-41-27 от 31.03.2020 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-27 от 31.03.2020 г. ЕСО ЕАД е предложило:

–Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,53 лв./MWh, без ДДС;

–Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 2,79 лв./MWh, без ДДС;

–Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия, в размер на 5,79 лв./MWh, без ДДС;

–Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 12,49 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-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,41	0,53	**29,27%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,12	2,79	**31,60%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	9,83	12,49	**27,06%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,14	5,79	**12,65%**

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 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 30 400 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 14 880 хил. лв.;

1.1.3. Възвръщаемост – 609 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.1.4. Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР – 524 хил. лв.

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 31 659 350 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 13 651 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за студен резерв – 52 238 хил. лв.;

1.2.4. Разходи за резерв за услуги – 16 073 хил. лв.;

1.2.5. Възвръщаемост – 559 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.2.6. Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР – 5 725 хил. лв.

1.3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ – 2 850 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 1 229 хил. лв.;

1.3.3. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв – 8 760 хил. лв.;

1.3.4. Разходи за студен резерв – 4 702 хил. лв.;

1.3.5. Разходи за резерв за услуги – 1 447 хил. лв.;

1.3.6. Възвръщаемост – 50 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.3.7. Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР – 318 хил. лв.

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 – 30 400 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 263 555 хил. лв., в т.ч.:

–разходи за заплати (възнаграждения) – 82 760 хил. лв.;

–разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 45 061 хил. лв.;

–разходи за амортизации – 70 375 хил. лв.;

–разходи за ремонт и поддръжка – 22 576 хил. лв.;

–разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 42 784 хил. лв.;

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 81 528 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по цената, по която ЕСО ЕАД закупува електрическа енергия от платформата „Централизиран пазар за двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД;

1.4.4. Регулаторна база на активите – 2 035 474 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 – 34 338 хил. лв.;

1.4.5. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.4.6. Приходи от реактивна енергия – 12 000 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 по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени от КЕВР с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. – 12 564 хил. лв.

2. Становище на ЕСО ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-41-37 от 04.06.2020 г. ЕСО ЕАД е представило становище по доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3 и проекта на решение, приет от КЕВР с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2.

2.1. По отношение цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти и цената за достъп до електропреносната мрежа за производители

По отношение цената за пренос през електропреносната мрежа, дружеството изразява несъгласие с намалението до нивото на отчета за 2019 г. на разходите за заплати, разходите, свързани с осигурителното законодателство и полагащите се доплащания по колективен трудов договор (КТД), разходите за въоръжена и противопожарна охрана и разходите за безплатна предпазна храна, тъй като същите са съобразени с увеличението на минималната работна заплата за страната от 560 лв. на 610 лв., считано от 01.01.2020 г., съответно с договорената в КТД от 01.08.2019 г. нова средна брутна заплата и полагащите се доплащания, както и с действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите. ЕСО ЕАД възразява също и срещу намалението на разходите за застраховки, като посочва, че прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база реални активи към 31.12.2019 г., свързани с лицензионната дейност и съобразени с договора със застрахователя, а в допълнение през 2020 година се очаква дружеството да реализира инвестиции за над 205 млн. лв., които биха довели до допълнително нарастване на застрахователната премия.

Електропреносният оператор възразява също така и срещу допълнителната корекция с 603 219 хил. лв. на регулаторната база на активите във връзка с извършена преоценка на активите от НЕК ЕАД през 2010 г. Отбелязва, че тези фактори влияят значително при изчисляване на възвръщаемостта, която заедно с разходите за амортизации следва да е на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период. Посочва, че отчетените за 2019 г. разходи за инвестиционни дейности по пренос на електрическа енергия са в размер на 141 202 хил. лв. (или 109,9% от утвърдената инвестиционна програма), както и за други инвестиционни дейности, свързани с рехабилитация на електропреносната мрежа, в размер на 8 606 хил. лв., а планираните за 2020 г. – в размер на 203 200 хил. лв. Според дружеството се запазва тенденцията за увеличение на инвестициите за последните три години, като процентът на изпълнение на програмата през последните две години е над 100%, в резултат на което счита, че за последните две финансови години ЕСО ЕАД има въведени в експлоатация нови активи, което води до по-висока стойност на регулаторната база на активите. Отчитайки горните факти, дружеството очаква КЕВР да определи ценова рамка, която да създаде условия за изпълнение на инвестициите, заложени в 10-годишния план за развитие на електропреносната мрежа, с което да се гарантира сигурно електроснабдяване в страната и задоволяване на търсенето на електрическа енергия.

По отношение цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, цената за достъп до електропреносната мрежа за производители и цената за достъп за производители на електрическа енергия с динамично променяща се генерация от слънчева и вятърна енергия ЕСО ЕАД възразява срещу извършената корекция на условно-постоянните разходи в посока намаление с общо 1 704 хил. лв. По отношение намалените разходи за ремонт и поддръжка на нивото на отчета за 2019 г. посочва, че в сила от 01.01.2020 г. ЕСО ЕАД е преразгледало разходите си, включени в различните програми на дружеството, в резултат на което разходи от програмата за текущи разходи (например: горива, абонаментна поддръжка, по-голямата част от информационните услуги и др.) са преминали към програмата за ремонт и поддръжка. Дружеството възразява срещу коригираните стойности на разходите за членски внос в организации с 278 хил. лв., с аргумента, че прогнозираните разходите за 2020 г. включват освен членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), където ЕСО ЕАД е пълноправен член, така и разходи за членски внос във връзка с членството на ЕСО ЕАД в единните европейски платформи по проектите IGCC, PICASSO, MARI, TERRRE, където дружеството става член поетапно във връзка с изискване на Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране. Предвид гореизложеното ЕСО ЕАД счита за неоснователно и намалението с 89 хил. лв на разходите за делегации, съвещания и международни прояви, както и намалението със

113 хил. лв. на разходите за командировки. Дружеството счита, че след извършените корекции НОК е некоректно преизчислен на 12 110 хил. лв., вместо на 13 205 хил. лв., което налага корекция и на РБА от 39 280 хил. лв. на 40 375 хил. лв., съответно на възвръщаемостта от 1 211 хил. лв. на 1 178 хил. лв.

Дружеството отбелязва, че поради по-ниски реализирани количества от утвърдените в цените е реализирало загуби за периода 01.07.2019 г. – 30.04.2020 г. в размер на общо 19 309 хил. лв., в т.ч.:

– 12 889 хил. лв. от цената за пренос (при 1 311 202 MWh по-ниски количества);

– 538 хил. лв. от цената за достъп за крайни клиенти (при 1 311 202 MWh по-ниски количества);

– 5 882 хил. лв. от цената за достъп за производители без вятър и слънце: (при 2 774 534 MWh по-ниски количества).

Според ЕСО ЕАД анализ на тенденциите в развитието на вътрешното потребление и производството показва, че за 2019 г., в сравнение с 2018 г., е отчетено намаление на количеството електрическа енергия, реализирано в страната, с 686 787 MWh (-2,07%) или от 33 189 007 MWh на 32 502 221 MWh. По оперативните данни на преносния оператор за енергийния баланс на страната за времето от 1 януари до 31 май 2020 година, спрямо аналогичния период на предходната 2019 г.:

– Производството на електрическа енергия за първите 5 месеца на 2020 г. е в обем от 17 392 804 MWh, което е понижение с 10,25%. За сравнение през същия период година по-рано производството на електрическа енергия е достигало до 19 379 565 MWh. Отчетен е спад в производството на ТЕЦ с 20,34% за същия период;

– Негативната тенденция при потреблението на електрическа енергия се запазва и за времето от началото на януари до края на месец май 2020 г. то спада с 3,40%. Така например, ако през сравнявания отчетен период на предишната 2019 г. потреблението на електрическа енергия е било от порядъка на 16 624 278 MWh, то за аналогичния тазгодишен период е в обем от 16 059 459 MWh;

– Износът на електрическа енергия запазва високото си отрицателно участие. Така например за времето от първия ден на януари до последния ден на месец май 2019 г. износът на електрическа енергия е възлизал на 3 815 956 MWh, за сравняваното време на настоящата 2020 г. износът на електрическа енергия се свива до 2 996 599 MWh, което е понижение с 21.47%.

ЕСО ЕАД счита, че при така отчетените данни и при запазване на описаните негативни тенденции ще реализира още по-големи загуби до края на настоящия регулаторен период. С оглед избягването на натрупване на загуби за преносния оператор от реализирани по-ниски количества от тези, които се утвърждават от КЕВР, липсата в НРЦЕЕ на механизъм за компенсация на преносния оператор чрез мрежовите тарифи и като се отчетат изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия (Регламент (ЕС) 2019/943), ЕСО ЕАД предлага при определянето на мрежовите тарифи от 01.07.2020 г. да бъдат използвани приходи от прилагането на регламента в размер на 19 309 хил. лв., с които да се покрият реализираните загуби за периода 01.07.2019 г. – 30.04.2020 г. поради по-ниски реализирани количества от утвърдените в цените за предходния регулаторен период.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни. По отношение на условно-постоянните разходи и разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, приложимият спрямо ЕСО ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява икономическата обоснованост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на дружеството. В тази връзка корекциите са извършени до отчетените нива на съответната група разходи през базисната година. Допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални

организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от допълнителните приходи на дружеството, както и от оптимизации на разходи. Необосновани са поисканите увеличения на условно-постоянните разходи на дружеството, тъй като при сравнение на условно-постоянните разходи на операторите на преносни мрежи от региона е видно, че тези на ЕСО ЕАД са значително по-високи от тези на останалите оператори, без дори да се отчита фактът, че в някои страни (напр. Р Гърция) нивата на работните заплати са по-високи от тези в България.

По отношение на твърдението, че възвръщаемостта, която заедно с разходите за амортизации следва да е на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период, Комисията счита, че е необосновано операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, чиято стойност не е в резултат на извършени инвестиции, а на счетоводна преоценка, като в тази връзка ще се наруши принципът, регламентиран в чл. 23, т. 4 от ЗЕ, за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Планираните инвестиционни дейности следва да се обезпечат освен чрез утвърдените за регулаторния период разходи за амортизации и възвръщаемост на обща стойност 113 306 хил. лв., така и със собствени средства и привлечен капитал.

Относно предложението на ЕСО ЕАД с оглед избягването на натрупване на загуби за преносния оператор от реализирани по-ниски количества от тези, които са утвърдени от КЕВР, при определянето на мрежовите тарифи от 01.07.2020 г. да бъдат използвани занижени приходи от прилагането на Регламент (ЕС) 2019/943 в размер на 19 309 хил. лв., с които да се покрият реализираните загуби за периода 01.07.2019 г. – 30.04.2020 г. поради по-ниски реализирани количества от утвърдените в цените за предходния регулаторен период, Комисията счита, че използването на подобен подход следва да е регламентирано в НРЦЕЕ, като действа и в двете посоки. Предвид факта, че до настоящия момент такъв механизъм не е прилаган, в т.ч. и в случаите, когато операторът е надвземал средства в резултат на по-висок от очаквания износ на електрическа енергия и по-високо потребление в страната, прилагането на горния подход ще наруши принципа, регламентиран в чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

Допълнителни аргументи са изложени в т. 3 по-долу.

2.2. По отношение цената 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

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цената 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 електроразпределителните мрежи, дружеството предлага при постановяване на окончателното решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ да се регламентира механизъм за заплащане на тази цена, който е приложим и към момента, а именно „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.“

Горното възражение Комисията приема за основателно, като същото е отразено в диспозитива на настоящото решение по-долу.

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 количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 30 400 000 MWh на 32 705 744 MWh, като са взети предвид данните за предходната година и е отчетена тенденцията за намаляване на потреблението от началото на годината.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 14 880 хил. лв. на 14 028 хил. лв., тъй като разходите за ремонт и поддръжка, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, пощенски разходи, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, командировки, делегации, съвещания, международни прояви, представителни цели, членски внос в ENTSO-E, разходи за единна европейска тръжна платформа JAO и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, 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 12 110 хил. лв.

Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, не е включен в цената за достъп, тъй като в НРЦЕЕ е предвидена възможност за корекция с надвзет/недовзет приход единствено в случай, че постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, се различава от прогнозната такава.

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.	14 880	14 028
2	Възвръщаемост	хил.лв.	609	589
3	Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР	хил.лв.	524	-
4	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	16 013	14 617
5	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 400 000	32 705 744
6	**Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС**	**лв./MWh**	**0,53**	**0,45**

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 количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 31 659 350 MWh на 36 520 559 MWh, като са взети предвид данните за предходния ценови период и е отчетена тенденцията за намаление на потреблението от началото на годината, както и износът на електрическа енергия от страната. В тази връзка общото количество произведена електрическа енергия в страната е определено в размер на 39 440 094 MWh.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 14 880 хил. лв. на 14 028 хил. лв., тъй като разходите за ремонт и поддръжка, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, пощенски разходи, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, командировки, делегации, съвещания, международни прояви, представителни цели, членски внос в ENTSO-E, разходи за единна европейска тръжна платформа JAO и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, 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, НОК 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 12 110 хил. лв.

Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, не е включен в цената за достъп, тъй като в НРЦЕЕ е предвидена възможност за корекция с надвзет/недовзет приход единствено в случай, че постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, се различава от прогнозната такава.

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 студен резерв 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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 студен резерв през настоящия ценови период. 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 студен резерв	хил. лв.	56 940
2	Разходи за резерв за услуги	хил. лв.	17 520
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	14 028
4	Възвръщаемост	хил. лв.	589
5	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	89 077
6	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	39 440 094

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. 3.3.

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	89 077	39 440 094
Производители с динамично променяща се генерация	6 594	2 919 535
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	82 483	36 520 559

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.	88 245	82 483
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	31 659 350	36 520 559
3	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**2,79**	**2,26**

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 по т. 3.1. и т. 3.2. 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.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 2 850 000 MWh на 2 919 535 MWh, като са взети предвид данните за предходния ценови период и е отчетена тенденцията за увеличение на произведената електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия от началото на годината спрямо същия период на 2019 г.

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 по т. 3.2.

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.

Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, не е включен в цената за достъп, тъй като в НРЦЕЕ е предвидена възможност за корекция с надвзет/недовзет приход единствено в случай, че постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на

технологичните разходи през предходния регулаторен период, се различава от прогнозната такава.

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	хил. лв.	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената по т.2.2.	хил. лв.	6 594
3	Възвръщаемост	хил. лв.	58
4	Необходими приходи	хил. лв.	15 411
5	Прогнозни количества	MWh	2 919 535
6	**Цена за достъп**	**лв./MWh**	**5,28**

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 количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 30 400 000 MWh на 32 705 744 MWh, във връзка с изложеното в т. 3.1.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 263 555 хил. лв. на 251 591 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, пощенски разходи, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, безплатна храна, охрана на труда, командировки, други външни услуги, обучение и квалификация и разходите за достъп през чужди съоръжения са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели, както и тези за делегации, стипендии и 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 34 680 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 1 431 052 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 92,74 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, не е включен в цената за пренос, тъй като в НРЦЕЕ е предвидена възможност за корекция с надвзет/недовзет приход единствено в случай, че постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, се различава от прогнозната такава.

Предложената от дружеството стойност на корекцията по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 15 111 хил. лв. е коригирана на 12 350 хил. лв., като са взети предвид постигнатите цени за месеците март и април и прогнозата за месеците май и юни на платформите на БНЕБ ЕАД.

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.	263 555	251 591
2	Възвръщаемост	хил. лв.	61 064	42 932
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	81 528	83 870
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.	15 111	12 350
5	Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР	хил. лв.	12 564	-
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-12 000	-12 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-42 000	-42 000
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	379 822	336 743
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	30 400 000	32 705 744
10	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**12,49**	**10,30**

Във връзка с гореизложеното, цените на ЕСО ЕАД са както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,45 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 14 617 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 705 744 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 2,26 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 82 483 хил. лв. и количества електрическа енергия 36 520 559 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 5,28 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 411 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 919 535 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 10,30 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 336 743 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 705 744 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-46 от 31.03.2020 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 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-13-09-16 от 21.04.2020 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ КЕВР следва да направи анализ, въз основа на който да измени цените и необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества за третата година от петия 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.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията може да измени утвърдените цени и необходими годишни приходи в края на всяка ценова година в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цени, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за прогнозни и отчетени количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

След анализ на данните, относими към корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, следва да бъде приложен общ подход, а именно:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

–Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I. по-горе, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

–Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г.;

–Разходите за амортизации;

–Разходите за балансиране;

–Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал;

–Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 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. 4 и ал. 7 при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на

ефективността, с показатели въз основа на изпълнението, с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции и с фактора Z.

1.1. Корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 3,1% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2019 г. КЕВР счита, че корекция на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността не следва да бъде извършвана, тъй като в началото на регулаторния период Комисията е включила тези разходи на база отчет през базисната година, а не в размера, заявен от дружествата.

1.2. Корекция с показатели за качество

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като въз основа на представените от електроразпределителните дружества данни за показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването по отношение лицензионната територия в нейната цялост не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими.

1.3. Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период

На основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за втората година от петия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2019 г., представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

1.4. 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-13-62-49 от 15.04.2020 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-50 от 22.04.2020 г., от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-37 от 21.04.2020 г. и от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 г., на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за третата година на петия регулаторен период

2.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

–цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01002 лв./kWh,

–цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03426 лв./kWh,

–цена за достъп за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,

–цена за достъп за битови клиенти – 0,00577 лв./kWh,

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,01002	0,01123	**+12,08%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03426	0,03745	**+9,31%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00577	0,00645	**+11,79%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01989	0,02088	**+4,98%**

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за третата година от петия 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 124 068 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 112 143 хил. лв.;

–Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 444 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 61 734 хил. лв.;

–Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 99 341 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,01%;

–Разходи за балансиране – 1 458 хил. лв.;

–Възвръщаемост – 53 028 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период в размер на 39 205 хил. лв.;

–Регулаторна база на активите – 643 580 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период 587 722 хил. лв.;

–Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, при утвърдена за петия регулаторен период 6,67%;

–Корекция с фактора Z – (плюс) 4 798 хил. лв., при стойност на компонентата P_{t-2} – (минус) 2 498 хил. лв.;

–Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (плюс) 1 267 хил. лв.;

–Прогнозни количества електрическа енергия – 9 301 046 MWh.

2.1.2. Становище на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-62-67 от 04.06.2020 г. и вх. № Е-13-62-67 от 09.06.2020 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е представило становище по доклада, приет от КЕВР

с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3 и проекта на решение, приет от КЕВР с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2.

2.1.2.1. Признат размер на технологичния разход

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД посочва, че в резултат на разликата между заявен и признат размер на технологичния разход, дружеството ще претърпи загуби в размер на 138 хил. лв., остойностени по прогнозната пазарна цена за технологичен разход, към която са добавени цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължение към обществото и разходите за балансиране.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ 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 единствено в съответствие с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ.

2.1.2.2. Оперативни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД възразява срещу непризнаването на отчетената стойност на оперативните разходи за 2019 г. в размер на 119 079 хил. лв., достигната в резултат на увеличение на работната заплата, съгласно подписан колективен трудов договор с 3 459 хил. лв. (119 079 хил. лв. - 115 619 хил. лв.). Посочва, че Комисията не е признала и икономически обоснованите разходи за персонал, предвидени за 2020 г., планирани въз основа на действащия колективен трудов договор в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД. Според мрежовия оператор заложеният ръст за увеличение на трудовото възнаграждение на работниците и служителите за периода 2018 г. – 2020 год. е съгласно подписаните със синдикалните организации в дружеството колективен трудов договор и програма за прилагането му, изготвени в съответствие с браншовия трудов договор, който отразява постигнатите договорености за трудовите взаимоотношения на национално ниво в Националния съвет за тристранно сътрудничество, създаден работещ въз основа на чл. 2 и чл. 3 от Кодекса на труда.

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД изразява също така и несъгласие с непризнаването на планирани разходи в размер на 460 хил. лв., необходими за изпълнение на задълженията на дружеството да поддържа и почиства сервитутните зони (кастрене и направа на просеки) на своята лицензионна територия с цел недопускане възникването на аварийни обстоятелства. Отбелязва, че във връзка с разпоредбите, задължаващи „ЧЕЗ Разпределение България“ АД да картографира трасетата на линейните си съоръжения при вписване на сервитута в имотния регистър по местонахождение на съответния имот (горски стопанства, намиращи се на лицензионната територия), възникват допълнителни разходи по регистрацията (§ 26 от ПЗР на ЗЕ във връзка с чл. 11, ал. 1 от Наредба № 16 от 9 юни 2004 г. за сервитутите на енергийните обекти). До приключването на планираната дейност собствеността върху дървесината остава на горското стопанство и трябва да бъде извозвана до временен склад на собственика, намиращ се твърде често на няколко километра в пресечен терен, непозволяващ използването на автотранспорт (чл. 22, ал. 12 от Наредба № 16 от 9 юни 2004 г. за сервитутите на енергийните обекти), което допълнително оскъпява извършваната от оператора на разпределителната мрежа дейност.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ 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 единствено в съответствие с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ.

Следва да се отбележи, че с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. Комисията е индексирала оперативните разходи на дружеството с инфлационен индекс на стойност 3 054 хил. лв., които са съизмерими с увеличените разходи за персонал на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД. С настоящото решение оперативните разходи се индексират допълнително с инфлационен индекс на стойност 3 476 хил. лв., които напълно покриват планираното увеличение на разходите за персонал съгласно действащ КТД от 2 029 хил. лв. и разходите за просеки в размер на 460 хил. лв. Комисията счита, че дружеството следва да полага повече усилия за постигане на ефективност на разходите, предвид обстоятелството, че отчетените оперативни разходи нарастват с около 10 млн. лв. за последните 2 години, въпреки практиката на мрежовия оператор през този период да отчита значителна част от тях (разходи, които могат да се класифицират като оперативни) като инвестиционни такива.

Отделно от горното Комисията счита, че допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от оптимизации на оперативните разходи на дружеството вследствие на извършените инвестиции. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че одобреният среден номинален размер на инвестициите за петия регулаторен период на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и съответно включен в цените е с 24,5% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и със 113% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Север“ АД. В тази връзка дружеството следва да разходва тези средства за постигане на по-висока ефективност, в т.ч. оптимизация на оперативните разходи и намаляване на размера на технологичния разход.

2.1.2.3. Разходи за амортизации

За да изпълнява лицензионните си задължения, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД намира за необходимо годишните амортизационни отчисления за 5-тия регулаторен период да бъдат признати в размера на заявените 72 444 хил. лв. Според дружеството посочената стойност отговаря на амортизацията, определена за пълната стойност на енергийните активи, като от нея не е приспадната амортизацията на безвъзмездно придобитите активи. Подчертава, че регулаторните правила и практика гласят, че чрез амортизацията на енергийните активи лицензиантът ще си възстанови на 100% същите съоръжения, използвани в лицензионната дейност. Поради това, в условията на регулация амортизацията се води като отделна група капиталов разход. В противен случай дружеството няма източник, откъдето да си възстанови безвъзмездно придобитите активи.

Комисията приема горното възражение за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи, които не са свързани със съответната лицензионна дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и разходи за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин. Признаването на разходите за амортизация на безвъзмездно придобитите активи е неправилно и в нарушение на икономическата логика, както и на принципите на регулиране, тъй като чрез цените клиентите не следва да осигуряват капиталов източник за възстановяването на активи, които са придобити по безвъзмезден начин. Невярно е твърдението на дружеството, че чрез разходите за амортизации се финансира поддръжката на безвъзмездно придобитите активи, тъй като ремонтните дейности следва да се отчитат, съответно финансират през текущите разходи за ремонт. Едва след изтичане на полезния живот на тази група активи и възстановяването им от дружеството със собствени средства, те следва да бъдат включени в регулаторната база на активите и съответно дружеството да получава възвръщаемост върху тяхната балансова стойност, както и капиталов източник за възстановяването им чрез признатите амортизационни разходи.

2.1.2.4. Балансова стойност на активите

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД поддържа в цялост възраженията си, изложени във внесените ценови заявления за първата, втората и третата ценова година с вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г., вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г., против приложения от КЕВР подход за определянето на средногодишна балансова стойност на активите чрез начислена амортизация за времето на регулаторния период към стойността на съществуващите към 31.12.2017 г. активи. В тази връзка, за третата ценова година дружеството заявява за признаване в регулаторната база на активите отчетената балансова стойност на активите към 31.12.2017 г. в размер на 543 828 хил. лв., респективно средна балансова стойност за регулаторния период на съществуващите активи в размер на 470 118 хил. лв.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ 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 единствено с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че кумулативното признаване в РБА на балансовата стойност на активите към края на базисната година и прогнозната стойност на инвестициите, както и амортизациите към края на базисната година и прогнозни амортизации на инвестициите е икономически необосновано и в нарушение на принципите на регулирането спрямо крайните клиенти. Икономическата логика и европейските практики предполагат да бъде използван само единият подход, т.е.:

–при използване на отчетните стойности от базисната година да не се прибавят към тях прогнозни стойности за инвестиции с презумпцията, че извършените инвестиции ще възстановяват намаляващата балансова стойност на активите и съответно намаляващите им амортизационни отчисления, или

–при признаване на прогнозни инвестиции и съответно техните амортизации, отчетните данни от базисната година да се използват само като основа за изчисляване на реалните през регулаторния период стойности на балансовата стойност и амортизационните отчисления на възмездно придобитите активи.

Противното би било нарушение на интересите на потребителите в полза на интереса на електроразпределителните дружества и е в нарушение на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ.

Искането на дружеството Комисията да заложи предварително по-високи стойности на амортизационните разходи и активите, а не реалните, е недопустимо. То противоречи на принципите и на същността на метода за регулиране и представлява предварително заложена в модела по-висока доходност за енергийното предприятие за сметка на крайните клиенти.

2.1.2.5. Компенсация за предходни регулаторни периоди

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД възразява срещу неразглеждането и липсата на аргументи в доклада за възможността дружеството да бъде компенсирано за вредите, претърпени в резултат на съдебни решения и предходни ценови решения, които са подробно описани в Раздел V от обяснителната записка към заявлението за цени.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, като счита, че не са налице факти и обстоятелства, които да налагат необходимост от компенсиране на дружеството за предходни периоди.

2.1.2.6. Оборотен капитал

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че не е спазено изискването на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ оборотният капитал да се определя на база утвърдените годишни

парични разходи за лицензионната дейност, тъй като оборотният капитал следва да покрива текущите оперативни разходи за ценовата година. Според дружеството утвърдените оперативни разходи за третата ценова година следва да включват и корекцията им с инфлация по чл. 38, ал. 3, т. 1 от НРЦЕЕ. Предвид, че дейността на дружеството е регулирана, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че коректното прилагане на този член е да се отнася към параметрите, които ще се утвърдят за текущия ценови период, т.е. към актуализирания размер на оперативните разходи ведно с инфлация. Въз основа на горните аргументи дружеството настоява размерът на оборотния капитал да се коригира на 27 177 хил. лв.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 1 е само един от корекционните фактори, прилаган по време на регулаторния период, останалите корекции по чл. 38, ал. 4, т. 2, по чл. 38, ал. 4, т. 3 и по чл. 38, ал. 7 също влияят на оперативните разходи на дружеството (особено в случаите, когато са в значителен отрицателен размер), но не се вземат предвид при изчисленията на оборотния капитал.

2.1.2.7. Норма на възвръщаемост

Дружеството се придържа към искането си нормата на възвръщаемост на капитала за петия регулаторен период да бъде в размер на 7,67%.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ 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 единствено в съответствие с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ.

2.1.2.8. Корекция със Z фактор

Във връзка с прилагането на корекцията по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ дружеството счита, че не следва да търпи санкция или да получава допълнителен приход за постигната среднопретеглена цена, която е резултат от предлаганите цени на борсата, а трябва да се възстановяват реално извършените разходи за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи и разходи за балансиране.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, тъй като противоречи на формулата, посочена в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ.

2.1.3. 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 2019 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

–Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I,

към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

–Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

–Разходите за амортизации;

–Разходите за балансиране;

–Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

–Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 26 978 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която 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.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 476 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) 1 625 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 (НП) на дружеството – 328 344 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 326 246 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-62-49 от 15.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 482 117 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 385 926 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-62-49 от 15.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 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-13-62-50 от 15.04.2020 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 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

P_{t-2} – (минус) 2 680 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците май и юни 2019 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 304 987 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 312 129 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 – 9 385 736 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 570 415 хил. kWh, 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.;

$ТР_{одоб.}$ – 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 125,21 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 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 142,50 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с писма с вх. № Е-13-62-10 от 29.01.2019 г. и вх. № Е-13-62-56 от 13.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД за периода от 01.07.2018 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. и писмо с вх. № Е-13-62-50 от 15.04.2020 г.;

P_{t-2} – (плюс) 701 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2019 г., в размер на (минус) -57 хил. лв. Към отчетените разходи за амортизации на извършените инвестиции за 2019 г. са прибавени допълнителни амортизации в общ размер от 2 860 хил. лв., които отразяват създадени през 2019 г. активи, с инвестиционен разход от 2017 г. в размер на 15 782 хил. лв. и от инвестиции през 2018 г. на стойност 19 840 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

	2018 г. ***(И1)***	**2019 г.** ***(И2)***	**2020 г.** ***(И3)***
	отчет	**отчет**	**план**

1	Инвестиции – общо	94 736	110 702	73 705
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	10 735	12 945	8 254
3	Нетна амортизация, An	6 690	12 304	5 801
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	77 311	85 453	59 651
5	Среден номинален размер на инвестициите	117 094		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	119 431		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	12 694		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	12 594		
9	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период (р.5-р.6)*6,67% + (р.7-р.8)**	**-56**		

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	112 143
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	103 684
3	Разходи за амортизации	61 734
4	Регулаторна база на активите	588 290
4.1.	Призната балансова стойност на активите	441 881
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	119 431
4.3.	Необходим оборотен капитал	26 978
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	39 239
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	3 476
8	Корекция с фактор Z	- 1 625
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	- 56
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**318 595**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**9 301 046**

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 – 0,00980 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,

необходими годишни приходи за третата ценова година от петия регулаторен период – 318 595 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 301 046 MWh.

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-46 от 31.03.2020 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

–цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00950 лв./kWh;

–цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03576 лв./kWh;

–цена за достъп за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден;

–цена за достъп за битови клиенти – 0,00599 лв./kWh.

2.2.1. Анализ и оценка на предоставената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

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-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00950	0,00919	**-3,26%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03576	0,03082	**-13,81%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00599	0,01917*	**+220,03%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01981	0,01917	**-3,23%**

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за третата година от петия 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 112 500 хил. лв., които представляват актуализираните с инфлационен индекс за 2018 г. и 2019 г. утвърдени такива разходи за петия регулаторен период в размер на 106 145 хил. лв.;

–Разходите за амортизации, стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал и нормата на възвръщаемост са на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР;

–Разходи за балансиране – 1,80 лв./MWh;

–Корекция с фактора Z – (минус) 5 443 хил. лв., при стойност на компонентата P_{t-2} – (минус) 1 346 хил. лв.;

–Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г. – 62 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 2019 г. въз основа, на която е изчислило предоставената мощност.

2.2.2. Становище на „Електроразпределение Юг“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-262-86 от 04.06.2020 г. и вх. № Е-13-262-94 от 23.06.2020 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище по доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3 и проекта на решение, приет от КЕВР с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2.

Дружеството обръща внимание, че предвид последните изменения в ПТЕЕ и предстоящите такива в ЗЕ, се очаква все по-нарастващ брой процедури по смяна на доставчик, което от своя страна освен до драстично увеличено администриране на процедурите, ще доведе и до увеличение на разходите. В тази връзка разчита, че при наличие на такива допълнителни разходи, същите ще бъдат одобрени от Комисията след като й бъдат представени.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ 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 единствено в съответствие с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ.

2.2.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2019 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

–Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

–Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г.;

–Разходите за амортизации;

–Разходите за балансиране;

–Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал;

–Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 25 605 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която 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.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 383 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) 3 085 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 (НП) на дружеството – 307 106 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 309 426 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-46 от 31.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-262-50 от 22.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 640 742 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-46 от 31.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-262-50 от 22.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 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 „Електроразпределение Юг“ ЕАД с писмо с вх. № Е-13-262-51 от 22.04.2020 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 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

P_{t-2} – (минус) 1 346 хил. лв.

Не е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2019 г., в размер на 62 хил. лв. Следва да се има предвид, че регулаторът утвърждава размер на инвестициите за регулаторния период, които електроразпределителните дружества следва да изпълнят,

като корекциите, предвидени в НРЦЕЕ, имат за цел да възстановят на клиентите надвзетите от дружествата суми при евентуално неизпълнение на предвидената инвестиционна програма. Те представляват стимул за оптимално и точно планиране на инвестиционните дейности от операторите на разпределителни мрежи и не следва да се разглеждат като инструмент за допълнителни приходи през следващ ценови период от регулаторния такъв. Положителната корекция в случая дори не се дължи на постигнат по-голям обем нетни инвестиции, а на промяна в структурата на инвестиционната програма и пренасочване на средства към активи с по-кратък амортизационен срок.

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. Към настоящия момент Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Такава съществена промяна би могла да се извърши в началото на нов регулаторен период.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи	109 117
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	95 724
3	Разходи за амортизации	56 359
4	Регулаторна база на активите	630 679
4.1.	Призната балансова стойност на активите	509 140
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	95 934
4.3.	Необходим оборотен капитал	25 605
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	42 066
7	Корекция с фактор Z	- 3 085
8	Корекция с инфлационен индекс (И)	3 383
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**303 564**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**8 586 990**

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 – 0,00915 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,

необходими годишни приходи за третата ценова година от петия регулаторен период – 303 564 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh.

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

–цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01274 лв./kWh;

–цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03478 лв./kWh;

–цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00896 лв./kWh.

2.3.1. Анализ и оценка на предоставената 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-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01274	0,01309	**+2,75%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03478	0,03574	**+2,76%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00896	0,00921	**+2,79%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	-	0.01935	-

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за третата година от петия регулаторен период са, както следва:

–Предложените стойности на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, разходите за амортизации, стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК и нормата на възвръщаемост са на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР;

–Корекция с инфлационен индекс – 2 628 хил. лв.;

–Корекция с фактора Z – (плюс) 1 876 хил. лв.;

–Корекция във връзка с отклонение на ППЦ, съгласно чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ – (минус) -818 хил. лв.;

–Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г. – (минус) - 7 хил. лв.

„Електроразпределение Север“ АД предлага Комисията да утвърди цената за достъп за небитови клиенти на база предоставената мощност, вместо на база потребените количества електрическа енергия, както е към настоящия момент. Дружеството счита, че този начин на ценообразуване отразява както възможността във всеки един момент клиентите да ползват предоставената им мощност, така и задължението на дружеството да осигурява същата без оглед на потенциалните искания от други клиенти. Допълнителен аргумент според „Електроразпределение Север“ АД представлява и фактът, че на останалата територия в страната се прилага именно този начин на образуване на цената за достъп за небитовите клиенти от няколко години, като

по този начин ще се постигне и равнопоставеност за всички небитови клиенти в условията на ползване на разпределителните мрежи.

2.3.2. Становище на „Електроразпределение Север“ 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 „Електроразпределение Север“ АД по доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3 и проекта на решение, приет от КЕВР с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2.

2.3.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2019 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

–Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

–Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г.;

–Разходите за амортизации;

–Разходите за балансиране;

–Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал;

–Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 19 225 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която 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.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 2 628 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -1 980 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 (НП) на дружеството – 207 775 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 208 247 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-273-37 от 21.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 460 130 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-273-37 от 21.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 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. 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 „Електроразпределение Север“ АД с писмо с вх. № Е-13-273-38 от 21.04.2020 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 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

P_{t-2} – (минус) -1 694 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците май и юни 2019 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 195 997 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 210 692 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 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-13-273-32 от 30.03.2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 835 948 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 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-13-273-32 от 30.03.2020 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 125,21 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 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 137,72 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Север“ АД с писма с вх. № Е-13-273-6 от 28.01.2019 г. и вх. № Е-13-273-35 от 14.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени със заявление с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-273-38 от 21.04.2020 г.

$Р_{t-2}$ – (минус) -500 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) -7 хил. лв.

По отношение на предложението на дружеството цената за достъп за небитови клиенти да се определи на база предоставената мощност следва да бъде отчетен фактът, че по такъв начин се формира цената за достъп на небитовите клиенти, присъединени към мрежите на другите две големи електроразпределителни дружества – „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, поради което с оглед равнопоставеност между всички небитови клиенти на територията на страната този подход може да се приложи и към цената за достъп за небитовите клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	84 766
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	69 036
3	Разходи за амортизации	40 282
4	Регулаторна база на активите	263 305
4.1.	Призната балансова стойност на активите	188 024
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	56 056
4.3.	Необходим оборотен капитал	19 225
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	17 562
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	2 628
8	Корекция с фактор Z	- 1 980
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	- 7
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**212 288**

11	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**5 445 000**

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 – 0,01285 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,

необходими годишни приходи за третата ценова година от петия регулаторен период – 212 288 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

2.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

–цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00644 лв./kWh;

–цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03125 лв./kWh.

2.4.1. „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 01.07.2020 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.

2.4.2. В законоустановения срок не е постъпило становище от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

2.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-16 от 21.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за третата ценова година от петия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2019 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

–Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I,

към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

–Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г.;

–Разходите за амортизации;

–Разходите за балансиране;

–Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

–Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 273 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която 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.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 56 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 558 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 (НП) на дружеството – 2 734 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 1 989 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 г. и вх. № Е-13-09-20 от 21.05.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г., както и прогноза за месеците май и юни 2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 72 516 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 52 769 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 г. и вх. № Е-13-09-20 от 21.05.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г., както и прогноза за месеците май и юни 2020 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, 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 „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с писмо с вх. № Е-13-09-15 от 21.04.2020 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „ден напред“, за

периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

P_{t-2} – (минус) -57 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците май и юни 2019 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 2 752 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 2 895 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 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 с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 69 170 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 72 772 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 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 с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 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 125,21 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 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 131,82 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с писмо с изх. № РД-01-42 от 25.01.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-09-21 от 15.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени с писмо с вх. № Е-13-09-15 от 21.04.2020 г.;

P_{t-2} – (минус) -46 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2019 г., в размер на (минус) -26 хил. лв.

		2018 г. *(И1)*	**2019 г. *(И2)***	**2020 г. *(И3)***
		отчет	**отчет**	**прогноза**
1	Инвестиции – общо	360	208	365
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	83	0	148
3	Нетна амортизация, An	6	27	48
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	271	181	169
5	Среден номинален размер на инвестициите	344,5		

	*И = (2,5*И₁ + 1,5*И₂ + 0,5*И₃)/3*	
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	335
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*А₁ + 1,5*А₂ + 0,5*А₃)/3*, съгласно стойностите, посочени на р.3	26,5
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	44
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%+(р.7-р.8)	-17

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	1 797
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	391
3	Разходи за амортизации	413
4	Регулаторна база на активите	2 212
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 604
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	335
4.3.	Необходим оборотен капитал	273
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	148
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	56
8	Корекция с фактор Z	558
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	- 17
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**3 346**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**57 904**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

–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,

Необходими годишни приходи за третата ценова година от петия регулаторен период – 3 346 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 57 904 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-16 от 31.03.2020 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2020 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-25 от 31.03.2020 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-13-77-6 от 16.04.2020 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 в нормативната уредба липсва ясно регламентиран механизъм за първоначално набиране и подсигуряване на средства за обезпечаване на тези разходи, като финансирането 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.). Въвеждането на такъв механизъм от страна на КЕВР чрез цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ не е възможно, не само поради липса на основания за това, но и поради факта, че 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 напълно 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-16 от 31.03.2020 г., изменено с писмо с вх. № Е-13-47-16 от 20.05.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-47-35 от 25.06.2020 г., „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови 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-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,18413	0,14200	**-22,88%**
- Дневна	0,11807	0,13260	**12,31%**
- Нощна	0,07823	0,09627	**23,06%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14947	0,13745	**-8,04%**
- Нощна	0,07823	0,09627	**23,06%**
3. Една скала	**0,14947**	**0,12138**	**-18,79%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13538	0,13738	**1,48%**
- Нощна	0,05676	0,09623	**69,54%**
2. Една скала	**0,13538**	**0,12132**	**-10,39%**

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-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени на обществения доставчик;

–Разходи за балансиране на стойност 16 312 хил. лв.;

–Възвръщаемост на регулаторната база – 5 484 хил. лв.;

–Компонента за дейността – 45 534 хил. лв.;

–Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 3 633 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 1 282 хил. лв. и некомпенсирани разходи за небаланси – 25 200 хил. лв.;

–Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 767 597 MWh.

С писмо с вх. № Е-13-47-16 от 20.05.2020 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило промени в представената със заявлението прогнозна информация, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,18413	0,15584	**-15,36%**
- Дневна	0,11807	0,14522	**22,99%**
- Нощна	0,07823	0,10545	**34,79%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14947	0,15054	**0,72%**
- Нощна	0,07823	0,10545	**34,79%**
3. Една скала	**0,14947**	**0,13296**	**-11,05%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13538	0,13446	**-0,68%**
- Нощна	0,05676	0,09419	**65,94%**
2. Една скала	**0,13538**	**0,11880**	**-12,25%**

Актуализираната прогноза 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-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени на обществения доставчик;

–Разходи за балансиране на стойност 19 040 хил. лв.;

–Възвръщаемост на регулаторната база – 6 345 хил. лв.;

–Компонента за дейността – 49 122 хил. лв.;

–Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 3 633 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 1 282 хил. лв. и некомпенсирани разходи за небаланси – 26 779 хил. лв.;

–Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 5 666 616 MWh.

Във връзка с § 14 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 57 от 26.06.2020 г.) Комисията с писмо с изх. № Е-13-47-35 от 24.06.2020 г. е изискала от крайния снабдител актуализирана информация за необходимите му количества електрическа енергия за

покриване потреблението на небитовите клиенти за периода до 30.09.2020 г., като такава е предоставена от дружеството с писмо с вх. № Е-13-47-35 от 25.06.2020 г.

2.1.2. Становище на „ЧЕЗ Електро България“ АД по доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3 и проекта на решение, приет от КЕВР с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2.

С писма с вх. № Е-13-47-30 от 04.06.2020 г. и вх. № Е-13-47-33 от 10.06.2020 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е представило становище.

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 и 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 ежегодните изменения в нормативната уредба. Като пример са посочени задълженията, вменени със ЗЕ на крайните снабдители да администрират договори за изкупуване по преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от производители от възобновяеми източници, 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 вече 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 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 клиенти, които дружеството обслужва и които относително запазват своя брой.

Дружеството отбелязва, че не разполага с нетекущи активи, върху които да бъде начислена възвръщаемост, но оборотният капитал е основен капиталов инструмент за осъществяване на лицензионната дейност и включването в цените на възвръщаемост от него е гаранция за потребителите, че дружеството ще има необходимите средства за поддържане на необходимия размер парични средства за посрещане на текущите задължения, както и задълженията към доставчици. В тази връзка предлага такава в размер на 7,67%, която е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала преди

данъчно облагане, определен на база действащото българско законодателство и анализ на пазарната среда и бенчмаркинг.

„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 – 10 040 хил. лв. или 3,36 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. – 30.04.2020 г. в размер на 26 779 хил. лв.

„ЧЕЗ Електро България“ АД изразява несъгласие с позицията на КЕВР, че въвеждането на механизъм за набиране и подсигуряване на средства за обезпечаването на разходи за енергийна ефективност е невъзможно да бъде реализирано чрез цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ и не приема довода, че към сегашния момент липсва регламентиран механизъм за обезпечаване на тези разходи. Счита, че след като крайните снабдители оперират в регулирана среда и при регулирани цени по цялата верига на своята дейност, регулаторният орган в лицето на КЕВР следва да изработи ефективен механизъм, който да обезпечава разходите за изпълнение на индивидуални цели за енергийни спестявания, което изисква мобилизирането на значителен финансов ресурс за инвестиции от страна на дружеството. В становището си дружеството посочва също така липсата на мотиви в доклада за непризнаването на разходи за енергийна ефективност, произтичащи от задълженията на „ЧЕЗ Електро България“ АД съгласно Закона за енергийната ефективност (ЗЕЕ), въпреки представените като доказателство за реализирани енергийни спестявания удостоверения, издадени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР). 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 2020 г., а именно 74,071 GWh, в размер на 2 036 хил. лв., които следва да бъдат възстановени на дружеството чрез определените от КЕВР цени за електрическата енергия за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. Също така, крайният снабдител 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 15 688 хил. лв.

Крайният снабдител също така настоява Комисията да изрази позиция и да се произнесе по искането му за компенсиране на разходи, наложени на дружеството в изпълнение на задължения, вменени със Закона за мерките и действията по време на извънредното положение, обявено с решение на Народното събрание от 13 март 2020 г., обн. в ДВ бр. 28 от 24.03.2020 г. Дружеството изчислява разходите, които възникват за него вследствие на наложените му с горецитирания закон задължения в размер на 500 хил. лв., базирани на период от 1 (един) месец.

„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, както и ДПИ, 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. Посочва, че въпреки мерките, които

дружеството е извършило и отчело пред КЕВР, наличието на разходи за несъбираеми вземания е непреодолим съпътстващ резултат от дейността му, който следва да се отрази в окончателното ценово решение.

В представеното становище дружеството обръща внимание, че цената за нощната енергия както за стопанските, така и за битовите клиенти, остава значително по-ниска от цената, по която крайните снабдители купуват необходимите количества енергия от обществения доставчик, независимо от факта, че през последните години КЕВР определя среднопродажни цени на електрическата енергия за бита, близка до среднопокупната, в резултат на което не се наблюдава кръстосано субсидиране между различните групи клиенти. Посочва, че засилващото се преминаване на небитови клиенти към свободния пазар и непризнаването на реалните разходи на дружеството може да постави крайните снабдители пред невъзможност да изпълняват своите законови задължения да снабдяват с енергия потребителите на регулирания пазар. Счита, че в доклада отново не са спазени принципите за прозрачно и разходноориентирано ценообразуване, както и за справедливо третиране на всички клиенти. „ЧЕЗ Електро България“ АД подчертава, че небитовите клиенти формират основния марж на крайния снабдител, следователно активното излизане на тези клиенти на либерализирания пазар и запазването на ниските цени, по които се снабдяват битовите потребители, води до намаляване на приходите на крайния снабдител.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Представените от дружеството аргументи, както и ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД не съответстват на българското законодателство. 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. Този подход се използва от водещите регулатори в Европа, в т.ч. и Ofgem, като компонентите на необходимите приходи не се разделят на OPEX (оперативни разходи) и CAPEX (възвръщаемост на регулаторната база), а се определят и контролират като TOTEX (общи приходи). 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. Този подход се използва и от доставчиците на електрическа енергия на свободния пазар, като някои от тях, с оглед конкурентоспособността си на пазара, продават електрическа енергия на себестойност, като реализират възвръщаемост от оптимизирани спрямо конкурентите си разходи за небаланси.

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 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.

По отношение на искането Комисията да изрази позиция и да се произнесе по предявените за компенсиране разходи, наложени на дружеството в изпълнение на задължения, вменени със Закона за мерките и действията по време на извънредното положение, обявено с решение на Народното събрание от 13 март 2020 г., обн. в ДВ бр. 28 от 24.03.2020 г., които дружеството изчислява в размер на 500 хил. лв., базирани на период от 1 (един) месец, КЕВР счита, че тази претенция е неоснователна. Дружеството

не е представило в Комисията доказателства за подобни разходи по вид и стойност. КЕВР счита, че предвид увеличеното потребление на регулирания сегмент от пазара по време на извънредното положение, дружеството по-скоро е реализирало допълнителни приходи през този период.

2.1.3. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД се установи, че предложението на дружеството по отношение стойностите на ценообразуващите елементи не е в съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, съгласно която 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). 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 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, цените на „ЧЕЗ Електро България“ АД са, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,19659
- Дневна	0,12901
- Нощна	0,08858
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16685
- Нощна	0,08858
3. Една скала	**0,16685**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14072
- Нощна	0,05997
2. Една скала	**0,14072**

при следните ценообразуващи елементи:

–компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ – 6,51 лв./MWh;

–необходими годишни приходи – 559 875 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 – 0,01075 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03355 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

–за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,

–за битови клиенти – 0,00568 лв./kWh.

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2020 г., изменено с писмо с вх. № Е-13-47-25 от 22.05.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-47-35 от 30.06.2020 г., „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2020 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,17573	0,17574	**0,01%**
- Дневна	0,11571	0,11572	**0,01%**
- Нощна	0,06988	0,06988	**0,00%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13694	0,13695	**0,01%**
- Нощна	0,06988	0,06988	**0,00%**
3. Една скала	**0,13694**	**0,13695**	**0,01%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13333	0,13334	0,01%
- Нощна	0,05331	0,05331	0,00%
2. Една скала	**0,13333**	**0,13334**	**0,01%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

–Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. в размер на 5 379 611 MWh;

–Използвана е утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти;

–Разходи за балансиране в размер на 14 256 хил. лв.;

–Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ в размер на 15 495 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-13-47-25 от 22.05.2020 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило изменения в представената със заявлението прогнозна информация, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,17573	0,18103	3,02%
- Дневна	0,11571	0,11936	3,15%
- Нощна	0,06988	0,07196	2,98%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13694	0,14114	3,07%
- Нощна	0,06988	0,07196	2,98%
3. Една скала	**0,13694**	**0,14114**	**3,07%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13333	0,13471	1,04%
- Нощна	0,05331	0,05584	4,75%
2. Една скала	**0,13333**	**0,13471**	**1,04%**

Предложените нови стойности на ценообразуващите елементи са следните:

–Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. в размер на 5 428 738 MWh;

–Използвана е утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти;

–Разходи за балансиране в размер на 14 256 хил. лв.;

–Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ в размер на 15 495 хил. лв.

Във връзка с § 14 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 57 от 26.06.2020 г.) Комисията с писмо с изх. № Е-13-47-35 от 24.06.2020 г. е изискала от крайния снабдител актуализирана информация за необходимите му количества електрическа енергия за покриване потреблението на небитовите клиенти за периода до 30.09.2020 г., като такава е предоставена от дружеството с писмо с вх. № Е-13-47-35 от 30.06.2020 г.

„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 задължението на Република България, поето като национална цел за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания в първичното и в крайното енергийно потребление до 31 декември 2020 г. в изпълнение на 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 (в случай, че до началото на ценовия период 01.07.2020 г. няма промяна в избрания от държавата начин за изпълнение на националната кумулативна цел по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС), 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 70 694 694,22 лв., необходими за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност. Искането е обосновано с аргумента, че при инвестиция от 9 832 лв. и доказани нови кумулативни енергийни спестявания в размер на 9,32 MWh/г., цената на спестен мегават час енергия е 1 054,94 лв./MWh. Съгласно публикуван от АУЕР проект на поименен списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2020 г., на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е определена цел в размер на 67,013 GWh. 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 70 694 694,22 лв., за да може да финансира мерки, с които да изпълни определената му за 2020 г. цел.

2.2.2. Становище на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД по доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3 и проекта на решение, приет от КЕВР с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2.

С писма с вх. № Е-13-49-13 от 04.06.2020 г. и вх. № Е-13-49-18 от 23.06.2020 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становище.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД поставя акцент върху непризнаването на средства, необходими за постигане на очакваните спестявания вследствие на наложените му индивидуални цели за енергийна ефективност и отбелязва, че изпълнението на политиката за енергийна ефективност и в частност на схемата за задължителни енергийни спестявания изисква ясен механизъм за нейното финансиране, поради което във вид на приложение към ценовото заявление е поискало неговото въвеждане, а като алтернатива – включване в необходимите приходи на крайния снабдител на средства, необходими на дружеството за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност.

Комисията не приема възражението 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.

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. Следва да се има предвид, че към настоящия момент не са приети всички подзаконови нормативни актове по прилагане на ЗЕЕ, включително не е приета и методика по чл. 7, ал. 1, т. 12. от ЗЕЕ за оценка на размера на вноските от задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели. 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 изложеното в т. 1.3. от общия подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. 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. Следва да се има предвид, че към настоящия момент не са приети всички подзаконови нормативни актове по прилагане на ЗЕЕ, включително и методика по чл. 7, ал. 1, т. 12. от ЗЕЕ за оценка на размера на вноските от задължените лица по чл. 14, ал. 4 във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели. Поради тези обстоятелства 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 ценовото предложение 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, цените на дружеството са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18208
- Дневна	0,12091
- Нощна	0,07433
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14231
- Нощна	0,07433
3. Една скала	**0,14231**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14118
- Нощна	0,05787
2. Една скала	**0,14118**

при следните ценообразуващи елементи:

–компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ – 6,51 лв./MWh;

–необходими годишни приходи – 518 305 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 – 0,01075 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03574 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

–за небитови клиенти – 0,01977 лв./kW/ден,

–за битови клиенти – 0,00529 лв./kWh.

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-25 от 31.03.2020 г., изменено с писмо с вх. № Е-13-47-25 от 19.05.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-47-35 от 25.06.2020 г., „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2020 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,18873	0,18946	**0,39%**
- Дневна	0,12797	0,12846	**0,38%**
- Нощна	0,07313	0,07341	**0,38%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,15076	0,15134	**0,38%**
- Нощна	0,07313	0,07341	**0,38%**
3. Една скала	**0,15076**	**0,15134**	**0,38%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14184	0,14239	**0,39%**
- Нощна	0,05442	0,05463	**0,39%**
2. Една скала	**0,14184**	**0,14239**	**0,39%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

–Разходи за закупуване на електрическа енергия са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител и цената за задължения към обществото;

–Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ – 18 995 хил. лв.;

–Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 3 026 000 MWh;

–Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 4 475 хил. лв.;

–Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 487 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-13-47-25 от 19.05.2020 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е заявило променени прогнозни количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти в размер на 3 170 920 MWh.

Във връзка с § 14 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 57 от 26.06.2020 г.) Комисията с писмо с изх. № Е-13-47-35 от 24.06.2020 г. е изискала от крайния снабдител актуализирана информация за необходимите му количества електрическа енергия за покриване потреблението на небитовите клиенти за периода до 30.09.2020 г., като такава е предоставена от дружеството с писмо с вх. № Е-13-47-35 от 25.06.2020 г.

2.3.2. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД по доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3 и проекта на решение, приет от КЕВР с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2.

С писмо с вх. № Е-13-46-39 от 04.06.2020 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 към настоящия момент действително липсва механизъм за подсигуряване на финансиране за осъществяване на дейностите по енергийна ефективност, но липсата на такъв, съчетано с 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 4 475 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 ценовото предложение 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 01.07.2020 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,20554

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
- Дневна	0,14267
- Нощна	0,09120
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16927
- Нощна	0,09120
3. Една скала	**0,16927**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14257
- Нощна	0,05562
2. Една скала	**0,14257**

при следните ценообразуващи елементи:

–компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ – 6,51 лв./MWh;

–необходими годишни приходи – 332 674 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 – 0,01075 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03531 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

–за небитови клиенти – 0,02053 лв./kW/ден,

–за битови клиенти – 0,00890 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 01.07.2020 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. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД по доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3 и проект на решение, приет от КЕВР с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 2.

2.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-77-6 от 16.04.2020 г., актуализирано с писмо с вх. № Е-13-77-8 от 22.06.2020 г., дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

Във връзка с § 14 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 57 от 26.06.2020 г.) Комисията с писмо с изх. № Е-13-47-35 от 24.06.2020 г. е изискала от крайния снабдител

актуализирана информация за необходимите му количества електрическа енергия за покриване потреблението на небитовите клиенти за периода до 30.09.2020 г., като такава е предоставена от дружеството с писмо с вх. вх. № Е-13-47-35 от 30.06.2020 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 01.07.2020 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,20433
- Дневна	0,10416
- Нощна	0,05489
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13420
- Нощна	0,05489
3. Една скала	**0,13420**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14839
- Нощна	0,05683
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

–компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ – 6,51 лв./MWh;

–необходими годишни приходи – 2 542 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 – 0,01075 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01349 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04429 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2020 г. *(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)*	
„ЧЕЗ Електро България“АД	2,72%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	4,12%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	1,05%

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	17,83%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**2,79%**

Изказвания по т.4.:

Докладва П. Младеновски. След проведените открито заседание и обществено обсъждане на приетия доклад от 22 юни на работната група са постъпили становища във връзка с откритото заседание от НЕК ЕАД, ЕСО ЕАД, ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „ЧЕЗ Електро България“ АД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, които работната група е разгледала и обсъдила, като аргументирано е отхвърлила или приела част от аргументите на дружествата. Във връзка с проведеното обществено обсъждане са постъпили становища и възражения от Българска ветроенергийна асоциация, Омбудсмана на Република България, Гражданска платформа Изправи се.БГ, както и от физически лица, чиито основни твърдения са свързани с разглежданото производство по изменение на цени на електроенергия, г-жа Анжелика Цокова, председател на Движение за национално единство и спасение (ДНЕС) и от г-н Огнян Винаров – пълномощник на БТТП и „Граждански контрол“. Във времето между приемане на доклада и настоящия проект на решение са настъпили три съществени нови факти и обстоятелства, които водят и до различен резултат в изменението на крайните цени. Първото от тях е обнародването в Държавен вестник на приетите промени в ЗЕ, с които от 01 октомври всички небитови крайни клиенти следва да преминат от регулирания пазар към пазара по свободно договорени цени. В тази връзка количествата, които общественият доставчик следва да продаде на крайните снабдители, са с около 3 TWh по-ниски в сравнение с първоначално предложените в доклада, тъй като са отчетени само количествата, които небитовите клиенти биха потребили, само за периода от 01 юли до 30 септември 2020 г. Информацията относно новите количества е поискана с писмо от крайните снабдители, които са я предоставили на Комисията. Единствено в тези писма е трябвало да посочат именно само количествата за небитови крайни клиенти за тези три месеца. Второто обстоятелство, което повлиява на крайните цени, е подаденото след откритото заседание становище на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, с което дружеството променя ценовото си заявление. Предложената от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД цена попада в обхвата на чл. 21, т. 21, а именно – с под 10% от прогнозираната от Комисията прогнозна пазарна цена. В резултат на това в квотите е определена разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД в размер на 720 хил. MWh, които представляват работата на един блок ненатоварен за периода, което измества част от енергията на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и влияе върху повишение на цената на обществения доставчик. Третото, най-съществено обстоятелство, което повлиява върху изменението на цените спрямо предложените от работната група в доклада, е заповедта на министър Петкова от 25 юни 2020 г., с която заповед на основание в изпълнение на т. 2 от Решение на Народното събрание от 31.01.2020 г. определя обща годишна квота в размер на 2 600 хил. MWh за задължително изкупуване от местни първични източници, като налага тази квота да се произведе от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. Това обстоятелство няма как да не промени цялостната картина на определените квоти, тъй като възложената енергия 2 600 хил. MWh, предвид намаленото потребление на регулиран пазар, се отнася към повишение на миксовата цена на обществения доставчик, тъй като отново се заменят количества по-евтина енергия с тази от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. На второ място повлияват на цената за задължения към обществото, като нетният ефект върху цената за задължения към обществото е 2,86 лв./MWh (представено в таблица). Сумата, с която Фондът трябва да компенсира НЕК ЕАД за тази по-скъпа енергия, е в размер на 95 609 хил. лв.

По отношение на останалите ценообразуващи елементи съществени изменения не са настъпили. Изменението в крайните цени както на мрежовите тарифи (ЕСО ЕАД и

електроразпределителните дружества), така и на крайния снабдител са резултат на повишената цена за задължения към обществото, от една страна, и от друга страна, повишената цена на миксовата енергия на обществения доставчик.

В тази връзка, 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, § 14 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 26.06.2020 г.) и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага на Комисията да вземе следните решения:

I. Да определи за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия и количество електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители, както са определени в таблица.

2. Да определи количество електрическа енергия в размер на 500 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим, с оглед осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар.

П. Младеновски обясни, че предвид факта, че небитовите клиенти след 01 октомври излизат от регулирания пазар, по този начин профилът на регулирания пазар става изключително неравномерен, т.е. сутрешният и вечерният пик са много ясно изразени като няма потребление през деня, което е потреблението на небитовите потребители, които да изгладят кривата до голяма степен. Предвид това тези пикове могат да се покрият само и единствено чрез, първо, увеличаване максималната мощност на блоковете на въглищните централи. Второто е чрез вода. Предвид факта че част ВЕЦ-овете не са оптимално пълни, не се очаква водна година, в момента се извършват планирани ремонтни дейности, тази енергия би следвало да се осигури енергия за оборотна вода на НЕК ЕАД, която чрез работата на ПАВЕЦ да е в състояние да покрива тези пикове, без да изпада в ситуация на недостици, и на излишъци в моментите, в които потреблението на битовите потребители е ниско.

3. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители в размер на 11 690 122 MWh (разпределението по дружества са представени в проекта на решение).

4. Процедурата за заявяване и разпределението на количества електрическа енергия от обществения доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители да се осъществява съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия и сключените договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

II. Утвърждава, считано от 01.07.2020 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 21,47 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за ВЕИ, в размер на 3,52 лв./MWh и разходите за ВКП, в размер на 2,60 лв./MWh;

2. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена в размер на 54,77 лв./MWh, без ДДС.

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, в размер на 85,01 лв./MWh;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 92,93 лв./MWh, без ДДС.

4. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 98,63 лв./MWh.

5. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

5.1. Цена за достъп в размер на 0,45 лв./MWh;

5.2. Цена за достъп за производители, в размер на 2,26 лв./MWh;

5.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, в размер на 5,28 лв./MWh;

5.4. Цена за пренос на електрическа енергия в размер на 10,30 лв./MWh, без ДДС.

6. На електроразпределителните дружества и на крайните снабдители (изложени подробно в проекта на решение).

III. Отказва на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

С. Тодорова каза, че едно от съществените изменения в сравнение с обсъждания вариант е промяната в цената за задължения към обществото. В тази точка, в която се казва, че тя е *21,47 лв./MWh, в т.ч. ...*, в момента са изброени само две от компонентите – за възобновяеми източници и ВКП. С. Тодорова счита, че е добре да се отбележат и централите ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“, ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ и ТЕЦ „Марица изток 2“, така че да става ясно откъде идва изменението и какво всъщност съдържа тази цена, защото в случая „висят“ тези две изброени компоненти и не може да се направи извод останалите части от тази цена къде отиват. Предложението е да бъдат изброени и трите централи с техния дял в цената за задължения към обществото, като причината е ТЕЦ „Марица изток 2“. Това е важно, тъй като и досега се знае, че цената на крайните потребители намалява, а сега изведнъж се оказва, че се увеличава. Трябва да е категорично ясно откъде е това увеличение.

П. Младеновски отговори, че в диспозитива на решението няма проблем да се изброят всички. Работната група е сложила само тези, тъй като предвид Наредбата за облекчаване на разходите за зелена енергия и планираната Наредба за облекчаване разходите от ВКП за индустриалните потребители, само тези цени са изброени, тъй като само те са необходими, за да може ФСЕС за изчисли надценката. П. Младеновски заключи, че ще изброят и останалите.

И. Н. Иванов каза, че така, както са на стр. 43, само редовете в болд.

С. Тодорова каза, че не става дума за таблицата, а за диспозитива.

Е. Маринова каза, че тези различни разходи ще трябва да бъдат оформени в отделни компоненти, защото те са изброени в чл. 35, ал.2 – кои са разходите, от които произтичат задължения за обществото, и те са в различни компоненти. Примерно заповедта на министъра на енергетиката по отношение на ТЕЦ „Марица изток 2“ трябва да е отделна компонента, защото тя е по чл. 4. ВЕИ трябва да са в отделна компонента...

С. Тодорова каза, че това има предвид, когато се казва *в т.ч.* С. Тодорова предлага да се сложат две точки и отдолу с тирета да бъдат изброени и вместо две, да са пет. Може към първата част на изречението да се вмъкне последното изречение - от кого се заплаща. Тоест цена за задължения към обществото в размер на 21,47 лв./MWh, която се заплаща от (изброени) и в т.ч. (петте компонента).

И. Н. Иванов каза, че работната група ще се справи с тази задача.

И. Н. Иванов установи, че няма други изказвания и подложи на гласуване проекта на решение с добавката към диспозитива, която да отрази текста, който го има и в мотивите.

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, § 14 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 26.06.2020 г.) и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.:

1. Прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия и количество електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители, както следва:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители									
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„ТЕЦ Бобов дол“ 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	MWh
юли.20	31 956	148 800	52 080	223 200	342 000	192 880	130	22 412	**1 013 458**
авг.20	43 768	186 000	59 520	223 200	332 000	195 040	127	19 824	**1 059 479**
сеп.20	48 642	144 000	57 600	216 000	183 200	272 800	154	15 588	**937 985**
окт.20	52 669	48 425	52 150	260 750	265 050	59 150	214	11 020	**749 428**
ное.20	44 894	252 000	50 400	252 000	153 200	152 400	232	9 450	**914 577**
дек.20	42 605	409 200	59 520	260 400	302 000	143 600	272	10 087	**1 227 684**
яну.21	109 143	409 200	66 960	260 400	247 360	291 040	272	15 162	**1 399 537**
фев.21	90 210	302 400	60 480	235 200	178 480	193 360	248	21 592	**1 081 970**
мар.21	111 652	148 600	66 870	200 610	158 040	258 090	257	27 730	**971 848**
апр.21	114 884	144 000	64 800	144 000	137 200	240 800	235	28 594	**874 513**
май.21	103 027	48 360	66 960	163 680	91 360	268 720	219	30 585	**772 911**
юни.21	82 740	139 015	62 660	160 560	72 180	142 602	149	26 826	**686 732**
юли 2020-юни 2021	**876 191**	**2 380 000**	**720 000**	**2 600 000**	**2 462 070**	**2 410 482**	**2 509**	**238 870**	**11 690 122**

2. Количество електрическа енергия в размер на 500 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим, с оглед осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар.

3. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 11 690 122 MWh, от които:

- **за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 630 695 MWh;**
- **за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 286 876 MWh;**
- **за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 751 528 MWh;**
- **за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 21 023 MWh.**

4. 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 01.07.2020 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 21,47 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, в т.ч.:

– компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 3,52 лв./MWh;

– компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 2,60 лв./MWh;

– компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД, в размер на 7,72 лв./MWh;

– компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, в размер на 4,77 лв./MWh;

– компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, в размер на 2,86 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 и 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 54,77 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 831 696 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 15 186 584 MWh.

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 85,01 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 279 531 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 288 210 MWh;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, 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 ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 1 086 363 хил. лв. и количество електрическа енергия – 11 690 122 MWh.

4. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД цена, по която 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.

5. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

5.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,45 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 14 617 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 705 744 MWh;

5.2. 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 2,26 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 82 483 хил. лв. и количества електрическа енергия 36 520 559 MWh;

5.3. 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 5,28 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 15 411 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия в размер на 2 919 535 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;

5.4. 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 10,30 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 336 743 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 705 744 MWh.

6. На електроразпределителните дружества:

6.1. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени за третата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 318 595 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 301 046 MWh, както следва:

– 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.

6.2. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за третата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 303 564 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh, както следва:

– 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.

6.3. На „Електроразпределение Север“ АД цени за третата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 212 288 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 445 000 MWh, както следва:

– 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.

6.4. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за третата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими

годишни приходи – 3 346 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 57 904 MWh, както следва:

– 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.

7. На крайните снабдители:

7.1. На „ЧЕЗ Електро България“ АД:

7.1.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение: битови крайни клиенти – за периода до 30.06.2021 г., и небитови крайни клиенти – за периода до 30.09.2020 г., при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,51 лв./MWh; необходими годишни приходи – 559 875 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 630 695 MWh, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,19659
- Дневна	0,12901
- Нощна	0,08858
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16685
- Нощна	0,08858
3. Една скала	**0,16685**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14072
- Нощна	0,05997
2. Една скала	**0,14072**

7.1.2. Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01075 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.

7.2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД:

7.2.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение: битови крайни клиенти – за периода до 30.06.2021 г., и небитови крайни клиенти – за периода до 30.09.2020 г., при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,51 лв./MWh; необходими годишни приходи – 518 305 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 286 876 MWh, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18208
- Дневна	0,12091
- Нощна	0,07433
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14231
- Нощна	0,07433
3. Една скала	**0,14231**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14118
- Нощна	0,05787
2. Една скала	**0,14118**

7.2.2. Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01075 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.

7.3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД:

7.3.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение: битови крайни клиенти – за периода до 30.06.2021 г., и небитови крайни клиенти – за периода до 30.09.2020 г., при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,51 лв./MWh; необходими годишни приходи – 332 674 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 2 751 528 MWh, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД

Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,20554
- Дневна	0,14267
- Нощна	0,09120
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16927
- Нощна	0,09120
3. Една скала	**0,16927**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14257
- Нощна	0,05562
2. Една скала	**0,14257**

7.3.2. Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01075 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03531 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02053 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00890 лв./kWh.

7.4. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД:

7.4.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение: битови крайни клиенти – за периода до 30.06.2021 г., и небитови крайни клиенти – за периода до 30.09.2020 г., при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,51 лв./MWh; необходими годишни приходи – 2 542 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 21 023 MWh, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,20433
- Дневна	0,10416
- Нощна	0,05489
2. Две скали	

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
в т.ч. - Дневна	0,13420
- Нощна	0,05489
3. Една скала	**0,13420**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14839
- Нощна	0,05683
2. Една скала	-

7.4.2. Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01075 лв./kWh;

– 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.

III. Отказва на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД 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 Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето със **седем гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – 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.

И. Н. Иванов призова работната група поправката да бъде направена максимално бързо, тъй като в рамките на деня решението трябва да се публикува.

По т.5. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-13-147-1 от 30.03.2020 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“,** и събраните данни от проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание и на 09.06.2020 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.

В 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 за изпълнение 2015/909) са уредени редът и

условията за изчисляване на тези разходи. Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура (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 за изпълнение 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 за изпълнение 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 (ЗЖТ), размерът на таксите се определя от управителя на железопътната инфраструктура съгласно приета от Министерския съвет по предложение на министъра на транспорта, информационните технологии и съобщенията методика за изчисляване на инфраструктурните такси (пакет за минимален достъп), събирани от управителя на инфраструктурата.

В заявление с вх. № Е-13-147-1 от 30.03.2020 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт ДП НКЖИ посочва, че в действалата до 30.06.2019 г. цена са били включени: разходи за поддръжка и ремонт, разходи за амортизации, разходи за механизация и разходи за персонал, свързан с експлоатацията на контактната мрежа. С Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. на КЕВР тези разходи са изключени от утвърдената цена за разпределение на тягова електрическа енергия по железопътните мрежи, тъй като според Постановление № 283 от 14.11.2019 г. на Министерски съвет (обн. ДВ бр. 91 от 19.11.2019 г.), за изменение и допълнение на Методиката за изчисляване на инфраструктурните такси, събирани от управителя на железопътната инфраструктура, същите са включени в пакета за минимален достъп съгласно Регламент за изпълнение 2015/909.

С писмо с вх. № Е-13-01-9 от 15.04.2020 г. ДП НКЖИ е предоставило допълнителна информация за отчетени за месец март 2020 г. количества пренесена електрическа енергия през мрежите си. Във връзка с промененатa експлоатационна обстановка в Комисията е постъпило писмо с вх. № Е-13-01-9 от 22.05.2020 г., съгласно което дружеството е актуализирало прогнозните количества на тягова електрическа енергия за месеците май и юни, подадени с писма с вх.номер Е-13-147-1 от 30.03.2020 г. и с вх.номер Е-13-01-9 от 08.04.2020 г.

Назначената със Заповед № З-Е-82 от 22.05.2020 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подаденото от ДП НКЖИ заявление. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-425 от 22.05.2020 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 4. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 04.06.2020 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 118 от 05.06.2020 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 09.06.2020 г.

Във връзка с проведеното открито заседание в КЕВР е постъпило становище с вх. № Е-13-147-4 от 03.06.2020 г. от ДП НКЖИ, в което дружеството е посочило, че приема изводите в доклада относно предложената за утвърждаване цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

По повод проведеното 09.06.2020 г. обществено обсъждане са постъпили становища с вх. № Е-03-17-23 от 08.06.2020 г. от Изпълнителна агенция „Железопътна администрация“, с вх. № Е-03-17-23 от 18.06.2020 г. от „БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД и с вх. № Е-04-00-7 от 19.06.2020 г. „Асоциация на предприятията в железопътния превоз“ (Асоциацията, АПЖП).

Изпълнителна агенция „Железопътна администрация“ в становището си е посочила, че няма възражения по проекта на решение за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година на третия регулаторен период.

„БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД е изразило несъгласие с предложеното увеличение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, като в тази връзка е посочило, че това ще доведе до повишаване на разходите му с повече от 150 000 лв. годишно. „БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД посочва също така, че искането на ДП НКЖИ за увеличение на цената е немотивирано. Според дружеството заявените от ДП НКЖИ оперативни разходи са изчислени въз основа на отчетените през базовата 2019 г. разходи за лицензионна дейност, а същевременно предложената цена е изчислена на база прогнозно количество пренесена електрическа енергия за 2019 г. в размер на 271 068 MWh, а не на база реално отчетените за 2019 г. такива в размер на 274 743 MWh, което от своя страна ще доведе до увеличение на цената с 1,03 лв./MWh, вместо намаление с 0,80 лв./MWh. „БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД счита, че изчислението на цената по описания начин е в противоречие с чл. 23, т. 4 от ЗЕ, тъй като ще доведе до ощетяване на транспортните оператори за сметка на ДП НКЖИ.

В становището си „БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД заявява, че технологичните разходи на ДП НКЖИ по разпределението на тягова електрическа енергия следва да са по-ниски от утвърдените с Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. такива в размер на 7%. Това твърдение е обосновано от транспортният оператор с аргумента, че от м. август 2019 г. „БДЖ – Товарни превози“ ЕООД заплаща консумираната електрическа енергия по електромер, което е довело до увеличаване на консумираната електрическа енергия с 22%, съответно до намаление на технологичните разходи на ДП НКЖИ.

На следващо място „БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД посочва, че според заявление с вх. № Е-13-147-1 от 30.03.2020 г. предложените от ДП НКЖИ за утвърждаване необходими приходи не отразяват активите и амортизационните им отчисления, придобити чрез финансирания, както и активите на контактната мрежа, а цената и необходимите приходи покриват икономически обоснованите разходи за регулираната дейност, в т.ч. управлението, експлоатацията и поддръжката на енергийните съоръжения; разходите свързани с осигуряване на надеждно снабдяване; изпълнение на инвестиционната програма за регулаторния период; амортизационните отчисления на активите, които ще бъдат въведени в началото на регулаторния период. В тази връзка транспортният оператор твърди, че предвид изключването на разходите за поддръжка и ремонт на контактната мрежа от разходите за дейността на ДП НКЖИ с Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. на КЕВР е утвърдена цена, която е с 12,70 лв./MWh по-ниска от прилаганата до 30.06.2019 г. цена. Според „БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД тази разлика от 12,70 лв./MWh би следвало да представлява размера на таксата по пакета за минимален достъп, която следва да се заплаща на НКЖИ от „БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД, но в дружеството не заплаща на ДП НКЖИ такава такса, а такса за използване на електрическото оборудване за задвижваща електроенергия в размер на 50,40 лв./MWh, без ДДС. По тази причина транспортният оператор настоява Комисията да посочи дали е налице дублиране на разходите в цената за разпределение на тягова електрическа енергия и таксата за използване на електрическото оборудване за задвижваща електрическа енергия.

Комисията приема горните възражения на „БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД за неоснователни, предвид следното:

С Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. КЕВР е утвърдила 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 в размер на 0,13403 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи –36 330 хил. лв. и пренесена електрическа енергия –271 068 MWh. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ 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 единствено на основанията и по реда, съдържащи се в глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка за втората ценова година по отношение на определените прогнозни количества за пренесена електрическа енергия през мрежите на железопътния транспорт Комисията приема, че следва да използва утвърдените за първата година на третия регулаторен период количества пренесена електрическа енергия в размер на 271 068 MW. , като при разлика между утвърдените прогнозни количества пренесена електрическа енергия и отчетените такива в края на регулаторния период, КЕВР може да извърши корекция по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ.

По отношение на изключването на разходите за поддръжка и ремонт на контактната мрежа съгласно изискванията на Регламент за изпълнение 2015/909 Комисията счита, че следва да бъде приложен подхода, приет с Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. на КЕВР, а именно: от цената за разпределение на тягова електрическа енергия да се изключат разходите по пакета за минимален достъп.

По отношение възражението на „БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД относно таксата за използване на електрическото оборудване за задвижваща електрическа енергия в размер на 50,40 лв./MWh без ДДС, следва да се вземе предвид, че нейният размер и прилагането й са уредени в пакета за минимален достъп и са извън компетентността на КЕВР .

Според становището на АПЖП с въвеждането в българското законодателство на Директива 2012/34/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 21 ноември 2012 година за създаване на единно европейско железопътно пространство (Директива 2012/34), всички суми за достъп до инфраструктурата, в това число и за достъп до електрозахранващото оборудване, са включени в пакета за минимален достъп. Асоциацията посочва, че в Приложение I на Директива 2012/34 са определени елементите на железопътната инфраструктура, за ползването на които се заплащат таксите от пакета за минимален достъп. В тази връзка АПЖП е изложило твърдения, че цената за разпределение на тягова енергия не съществува отделно и извън минималния пакет за използване на електрозахранващо оборудване, тъй като последното е част от железопътната инфраструктура. Асоциацията счита, че изключването на преките разходи за поддържане и ремонт на свързващата контактна мрежа от цената за разпределение на тягова енергия не е основание да се определя нова цена за разпределение на тягова електроенергия, като се ползва метод извън преките разходи на управителя на инфраструктурата.

Асоциацията посочва, че в Регламент за изпълнение 2015/909 са посочени преките разходи, както и че, размерът на цената за достъп до минималния пакет се определя по метода на преките разходи. Въз основа на това АПЖП счита, че железопътните превозвачи следва да поемат само преките разходи.

АПЖП отбелязва, че до 01.07.2019 г. превозвачите са понасяли не само преките разходи по поддръжката на инфраструктурата, но и всички други недопустими разходи по Директива 2012/34 и по Регламент за изпълнение 909/2015.

В подкрепа на горните твърдения Асоциацията е изложила като допълнителен аргумент, че цената за разпределение на тягова енергия не може да се определи за ползване на железопътна инфраструктура, съответно електрическото оборудване на ДП НКЖИ, чрез което дружеството доставя на железопътните превозвачи тягова енергия, не

представлява електропреносна или електроразпределителна мрежа, съгласно ЗЕ, а е част от железопътната инфраструктура. В становището си Асоциацията е цитирала разпоредби от Регламент за изпълнение 2015/909 в подкрепа на твърдението си, че разходите по електрозахранващото оборудване не следва да се включват в изчисляването на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга.

АПЖП допълва, че освен горните разходи от ценообразуващите елементи следва да бъдат изключени разходите за балансиране, и за задължения към обществото, тъй като са недопустими, съответно недължими.

На последно място Асоциацията счита, че представените от ДП НКЖИ разходи и разчети следва да бъдат публично оповестени.

Комисията приема горните възражения на АПЖП за неоснователни, предвид следното:

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. Съгласно чл. 31, пар. 3 от Директива 2012/34 таксите за пакета за минимален достъп и за достъп до инфраструктура, която свързва обслужващи съоръжения, се определят на равнището на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. В чл. 3, пар. 1 от Регламент за изпълнение 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. В тази връзка 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 следва да се определят като преки разходи, които да се включат в пакета за минимален достъп съответно да се изключат от цената за разпределение на тягова електрическа енергия.са.

По аргументи от чл. 35, ал. 1, ал. 3 и ал. 6 от ЗЖТ преките разходи по смисъла на чл. 3 от Регламент за изпълнение 2015/909 се възстановяват чрез таксите, определени по пакета за минимален достъп, а разходите, касаещи електрозахранващото оборудване, се възстановяват чрез утвърдената от КЕВР цена за „разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт“.

По отношение на твърдението, че разходите за балансиране и за задължения към обществото следва да бъдат изключени от ценообразуващите елементи на цената по чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ, е необходимо да се има предвид, че по силата на чл. 28, ал. 3 от НРЦЕЕ прогнозните нива на технологичните разходи по разпределението се остойностяват по сумата от прогнозната пазарна цена , цената за задължения към обществото и цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, като според чл. 38, ал. 7 и 8 от НРЦЕЕ, към тази сума следва да се добавят и разходи за балансиране.

Във връзка с искането на Асоциацията за публично оповестяване на представените разходи и разчети от ДП НКЖИ, следва да се вземе предвид, че в изпълнение на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ КЕВР е публикувала на интернет страницата си предложенията на енергийните предприятия, в т.ч. и на ДП НКЖИ, за утвърждаване на цени заедно с всички изходни данни.

I. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

С Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ продължителност от 2 (две) години на третия регулаторен период, като за първия ценови период от третия регулаторен период е утвърдила 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 от 36 330 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

Със заявление с вх. № Е-13-147-1 от 30.03.2020 г. ДП НКЖИ е предложило за втората ценова година от третия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,13696 лв./kWh, без ДДС, при следните ценообразуващи елементи:

1. Експлоатационни и административни разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации - 27 591 хил. лв.;
2. Прогнозна стойност на разходите за амортизации - 14 441 хил. лв., в т.ч. разходи за амортизации на безвъзмездно придобитите активи – 4 300 хил. лв.;
3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 2 802 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7% от количеството активна електрическа енергия, постъпваща в мрежата на ДП НКЖИ.
4. Регулаторна база на активите (РБА) – 60 786 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите – 142 946 хил. лв.;
– среден номинален размер на инвестициите – 14 321 хил. лв.;
– необходим оборотен капитал (НОК) – 3 449 хил. лв.;
– балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 95 630,00 хил. лв.;

5. Норма на възвръщаемост на капитала – 1,15%;
6. Електрическа енергия, разпределена до потребителите на тягова енергия – 280 317 MWh.

II. Ценообразуващи елементи

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ 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.

Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на необходими приходи и цена на ДП НКЖИ за втория ценови период от третия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цените, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за покупка и продажба на електрическа енергия, – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят и поради промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото при условията на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ.

След анализ на данните във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, Комисията прилага следния подход:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. на КЕВР за първата година на третия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за третия регулаторен период и са остойностени по прогнозната

пазарна цена за електроразпределителните дружества, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

– експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт“;
– разходите за амортизации;
– разходи за балансиране;
– стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
– среднопретеглената норма на възвръщаемост.

Корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 3,1% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2019 г. КЕВР счита, че корекция на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността не следва да бъде извършвана, тъй като в началото на регулаторния период Комисията е включила тези разходи на база отчет през базисната година, а не в размера, заявен от дружеството.

Корекция с показатели за качество

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като дейността на дружеството е специфична спрямо дейността на другите електроразпределителни дружества и към момента за дружества от категорията на ДП НКЖИ Комисията не е определила целеви показатели.

Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период

Съгласно чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ при регулиране на цените чрез метода „горна граница на приходите“ може да се извърши 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. Естеството на дейността на дружеството предполага инвестиционните проекти да се изпълняват за срок повече от една година, като дружеството отчита изпълнението им към края на 2019 г. - основно за част „Контактна мрежа“. В тази връзка следва да се отбележи, че разходите за изпълнението на инвестицията „Контактна мрежа“, не следва да се възстановят чрез утвърждаваните на ДП НКЖИ цени, а чрез „пакета за минимален достъп“ и Методиката за изчисляване на инфраструктурните такси. От друга страна, ДП НКЖИ предвижда към края на 2020 г. да изпълни основната част от инвестиционната си дейност, разходите за която са признати в Решение Ц-20 от 01.07.2019 г. на КЕВР. По тези причини и с оглед описаната по-горе промяна в начина на изчисление на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт по силата на Регламент за изпълнение 2015/909, корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ не е извършена.

Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена от ДП НКЖИ, на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

Цени и необходими годишни приходи на ДП НКЖИ за втората година на третия регулаторен период

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). Според Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР прогнозната пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи е изчислена в размер на 94,18 лв./MWh, а разходите за балансиране – в размер на 1,80 лв./MWh и са утвърдени цена за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа в размер на 10,75 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 21,47 лв./MWh.

Цената за разпределение на тягова електрическа енергия за втората ценова година на третия регулаторен период е изчислена въз основа на количество пренесена електрическа енергия в размер на 271 068 MWh..

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 3 264 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която 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.

Приложена е корекция по чл. 38, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 730 хил. лв.

Приложена е корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) 458 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 (НП) на дружеството – 36 330 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 36 824 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 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците май и юни 2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 271 068 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 274 743 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 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците 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-20 от 01.07.2019 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-20 от 01.07.2019 г. на КЕВР;

P_{t-2} – корекция за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1}, не се прилага за втори ценови период от регулаторния период.

ДП НКЖИ		
1	Експлоатационни и административни разходи	23 545
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	2 616
3	Разходи за амортизации	9 412
4	Регулаторна база на активите	70 916
4.1.	Призната балансова стойност на активите	59 874
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	7 772
4.3.	Необходим оборотен капитал	3 270
5	Норма на възвръщаемост на капитала	1,15%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	816
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	730
8	Корекция с фактор Z	- 458,38
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**36 659**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**271 068**

В резултат на направените корекции на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година на третия регулаторен период е в размер на 0,13524 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 659 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

Изказвания по т.5.:

Докладва М. Трифонов. Във връзка с проведеното открито заседание е постъпило становище от ДП НКЖИ, в което дружеството е посочило, че приема изводите в доклада и така определената цена.

По повод на обществено обсъждане са постъпили становища от Изпълнителна агенция „Железопътна администрация“, от „БДЖ – Пътнически превози“ ЕООД и „Асоциация на предприятията в железопътния превоз“. Изпълнителна агенция „Железопътна администрация“ в становището си е посочила, че нямат възражения по проекта на решение. Останалите две становища са разгледани подробно в проекта на решение. Отразена е и разликата съгласно приетата предходна точка – цена за задължения към обществото и цена за достъп и пренос през електропреносната мрежа.

В тази връзка и 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 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага та Комисията да вземе следното решение:

Утвърждава, считано от 01.07.2020 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година от третия регулаторен период в размер на 0,13524 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 659 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

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 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 01.07.2020 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година от третия регулаторен период в размер на 0,13524 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 659 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

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

Решението е взето със **седем гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – 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 01.07.2020 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 19,10 лв./MWh (без акциз и ДДС), в т.ч. компонента „цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи“ в размер на 18,16 лв./MWh, компонента за дейността „обществена доставка” в размер на 0,77 лв./MWh и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на 0,17 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:

I. Определя, считано от 01.07.2020 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници.

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 – 295,30 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 205,29 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

.....

XIX. Определя премии за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

По т.3. както следва:

Считано от 01.07.2020 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“ на 35 дружества.

По т.4. както следва:

I. Определя за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.:

1. Прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия и количество електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители.

2. Количество електрическа енергия в размер на 500 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим, с оглед осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар.

3. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 11 690 122 MWh.

4. 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 01.07.2020 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 21,47 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, в т.ч.:

2. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 54,77 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 831 696 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 15 186 584 MWh.

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

4. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД цена, по която 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.

5. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

6. На електроразпределителните дружества:

7. На крайните снабдители:

III. Отказва на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

По т.5. както следва:

Утвърждава, считано от 01.07.2020 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година от третия регулаторен период в размер на 0,13524 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 659 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-26 от 01.07.2020 г. - заявление с вх. № Е-15-20-28#6 от 10.06.2020 г., подадено от „Булгаргаз” ЕАД за утвърждаване на цена за месец юли на 2020 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-27 от 01.07.2020 г. - 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 1 MW и над 1 MW;

3. Решение на КЕВР № Ц-28 от 01.07.2020 г. - 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 01.07.2020 г.;

4. Решение на КЕВР № Ц-29 от 01.07.2020 г. - утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;

5. Решение на КЕВР № Ц-30 от 01.07.2020 г. - утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР: **ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

..... **ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ**
(С. Тодорова)

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

..... **ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**
(В. Владимиров)

Р. ТОТКОВА

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

Протоколирал:
(А. Фикова - главен експерт)