П Р О Т О К О Л

№ 112

София, 29.05.2020 година

Днес, 29.05.2020 г. от 10:00 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“, П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-422 от 22.05.2019 г. и 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 1MW и над 1MW

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Цветанка Камбурова, Ана Иванова, Радостина Методиева, Радослав Райков, Силвия Петрова

2. Доклад с вх. № Е-Дк-423 от 22.05.2020 г. относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2020 г.

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

3. Доклад с вх. № Е-Дк-424 от 22.05.2020 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

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

4. Доклад с вх. № Е-Дк-425 от 22.05.2020 г. 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, Силвия Петрова

По т.1. Комисията разгледа доклад **относно 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**.

Съгласно чл. 6, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) 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.

В тази връзка, по силата на чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, Комисията ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. 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.

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

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.[1], (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, pv-financing.eu[2]

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

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

и pv-magazine.com[3].

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 са взети предвид резултатите от извършено сравнение на експериментални резултати от PVGIS (Фотоволтаична географска информационна система), NASA (Национално управление по въздухоплаване и изследване на космическото пространство), METEONORM (база данни използвани като метеорологичен генератор за изследвания на климатичните промени) и Българска академия на науките (БАН) за средногодишната сумарна радиация. За България средногодишната сумарна слънчева радиация при хоризонтална повърхност е в границите от 1 210 (kWh/m2/за година) до 1 400 (kWh/m2/за година), а при оптимален наклон от 32˚- 33˚, е от 1 366 (kWh/m2/за година) до 1 660 (kWh/m2/за година).

Предвид изложеното 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.

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

При определяне и/или актуализиране на преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ, следва да се има предвид, че:

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

- 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 средно годишната 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.

III. 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 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***	***Период на доставка и отклонения***	***Товар MW***
3.05.2020	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

В тази връзка е целесъобразно 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[4] (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[5].

Фючърсите за българския пазар за трето тримесечие на 2020 г. (Q3 2020) са на нива от 45,31 €/MWh (88,62 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2020 г. (Q4 2020) са на нива от 49,05 €/MWh (95,93 лв./MWh) или за второто полугодие на 2020 г. (H2 2020) цената следва да е около 47,18 €/MWh (92,28 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 за Q3 2020 са на нива от 47,41 €/MWh (92,73 лв./MWh), за Q4 2020 - 50,20 €/MWh (98,18 лв./MWh) или H2 2020 - в размер на 48,81 €/MWh (95,45 лв./MWh), за Q1 2021 липсват сделки, а за Q2 2021 цените са 41,17 €/MWh (80,52 лв./MWh).

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 44,91 €/MWh (87,84 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,45 €/MWh (94,76 лв./MWh) или H2 2020 - в размер на 46,68 €/MWh (91,30 лв./MWh), за Q1 2021 – 51,28 €/MWh (100,29 лв./MWh), за Q2 2021 - 40,77 €/MWh (79,74 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 46,03 €/MWh (90,02 лв./MWh). Фючърсите за същия пазар на HUDEX за Q3 2020 са на нива от 44,83 €/MWh (87,68 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,45 €/MWh (94,76 лв./MWh) или H2 2020 - в размер на 46,64 €/MWh (91,22 лв./MWh), за Q1 2021 – 50,55 €/MWh (98,87 лв./MWh), за Q2 2021 - 40,83 €/MWh (79,86 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 46,03 €/MWh (89,36 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

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

[5] https://hudex.hu

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. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
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. Премията във връзка с предоставянето на преференциална цена за групата на вятърните електрически централи, работещи до 2 250 часа, следва да бъде определена след произнасянето на КЕВР във връзка с отмененото Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г., в частта по т. 1.

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 Доклад от 05.2020 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 Доклад от 05.2020 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	97,6	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 Доклад от 05.2020 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 Доклад от 05.2020 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.1.:

Докладва А. Иванова. Настоящият доклад е във връзка със законовото задължение на Комисията ежегодно да определя преференциални цени за електрически централи с инсталирана мощност 30 kWp и актуализиране на преференциалните цени на електрическа енергия, произведена от биомаса. При определянето на преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия тази година, произведена от ВЕИ, на база официалните данни от международни източници (като доклад на „Фраунхофер“ институт, pv-financing и pv-magazine), е установено, че, видно от официалния доклад от месец ноември 2019 г. на „Фраунхофер“ институт, цената на инвестиционните разходи се запазва в размер на 1070 евро. Тези 1070 евро са равни на инвестиционните разходи, които са приети в миналогодишното решение на Комисията (Решение на КЕВР № Ц-17 от 01.07.2019 г.). Друг източник, който е изследван от работната група е pv-magazine. От него се установява, че средната цена на фотоволтаичните модули през последната година (в периода март 2019 г. – март 2020 г.) е намалена с около 3%. В тази връзка по отношение на инвестиционните разходи и изложеното в общите принципи на настоящия доклад е прието инвестиционните разходи, приети с Решение № Ц-17 от 2019 г. и предвид промените на пазара през последната година, за новия ценови период преференциалната цена за електрическите централи в двата мощностни диапазона до 30 kWp да бъде определена като е отразено намалението на цената на фотоволтаичните модули с 3%, както и предоставената информация от АУЕР за нетните пълни ефективни часове, които средно по отчетни данни от последните три години е в размер на 1348 часа. В тази връзка новите цени на електрическите централи до 5 kWp, монтирани на покривни и фасадни конструкции, е в размер на 238,07 лв./МВтч. В Решение на КЕВР № Ц-17 от 2019 г. цената за тази група е била определена в размер на 250,64 лв./МВтч. По отношение на втората група – за електрически централи над 5 kWp и до 30 kWp, монтирани на покривни и фасадни конструкции, новата цена е в размер на 198,27 лв. За сравнение: през предходната година за тази група цената е била определена в размер на 208,74 лв./МВтч. По отношение на другото задължение на Комисията – актуализиране на преференциалната цена за централи, произвеждащи енергия от биомаса. Съгласно законовите изисквания, работната група е изпратила регулярни писма до Министерство на земеделието, храните и горите и до Националния статистически институт. Същите са представили информация за изменението на разходите на труд и работна заплата, на разходите на горива за транспорт и за изменението цената на дървесината, използвана като суровина при производството на електрическа енергия от биомаса. Същите са отразени при изчислението на новите актуализирани цени за групите електрически централи, намерили приложение като въведени в експлоатация енергийни обекти. След измененията в закона през последните две години, Комисията има задължение да изчислява прогнозна пазарна цена и е изчислена такава. А. Иванова каза, че ще спомене само тези, които се актуализират ежегодно, а именно на биомасата. Тази година тя е в размер на 90,01 лв./МВтч. За останалите групи е според вида възобновяем източник и подробно са посочени на стр. 28 от настоящия доклад. Комисията, на база §68 и §34 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, е определила и премии. Премии са определени и по отношение на групите електрически централи, за които Комисията през предходните години е приела решение, в които от основната цена е отчетен процентът безвъзмездно финансиране за обекти, които са използвали допълнително безвъзмездно финансиране чрез средства от национална или европейска схема на подпомагане и същите са отразени в т. 15 до т.19 в настоящия доклад. А. Иванова направи уточнение, че по отношение на тези централи, в случаите, когато разликата между определената до влизането в сила на този закон или актуализираната такава преференциална цена, както и определената за периода 01.07.2020-30.06.2021 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВЕИ в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина, Комисията не следва да

определя премии за тази група. Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 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., чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага Комисията да вземе следните решения:

1. Да приеме доклада на работната група;

2. Да приеме проект на решение за 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. Да определи дата и час за провеждане на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на проекта на решение по т. 2;

4. Проектът на решение, както и датата и часът за провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

И. Иванов каза, че насрочва общественото обсъждане по т. 3 от дневния ред на 08.06.2020 г. Закритото заседание ще се проведе на 01.07.2020 г. от 13:00 часа.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 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., чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-422 от 22.05.2019 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 1MW и над 1MW;

2. Приема проект решение за 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 1MW и над 1MW;

3. Насрочва обществено обсъждане на проекта по т. 2 на 08.06.2020 г. от 11:00 ч., което да се проведе по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. Датата и часът на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. Проектът по т. 2 да бъде публикуван на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране и на Портала за обществени консултации.

6. Определя 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с публикувания проект по т. 2 на Портала за обществени консултации.

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 разгледа доклад относно **определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2020 г.**

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.

С оглед осъществяване на правомощията на КЕВР по ценовото регулиране, произтичащи от ЗЕ и подзаконовите актове по прилагането му, и във връзка с подадените от дружествата от сектор „Топлоенергетика“ заявления за утвърждаване на цени на енергия, работната група,

създадена със Заповед № З-Е-52 от 08.04.2020 г. на Председателя на КЕВР, извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ. След представяне от заявителите на необходимата информация е извършено проучване на данните и документите, съдържащи се в заявленията и приложенията към тях.

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

Конкретните задачи на регулаторния преглед са, както следва:

1. Да се съпоставят и сравнят утвърдените прогнозни технико-икономически параметри, за периода 01.07.2019 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".

Анализ на общото финансово състояние за 2019 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика" на база представените годишни финансови отчети

С писмо с изх. № Е-14-00-3 от 20.02.2020 г. на Комисията са изискани от дружествата одитираните годишни финансови отчети за 2019 г., с всички пояснителни приложения, съгласно приложимите счетоводни стандарти, включително доклад за дейността. На база представената информация е извършен анализ и оценка на отчетеното общо финансово състояние на топлофикационните дружества и централите с промишлен товар (заводски централи).

Анализ и оценка на общото финансово състояние към 31.12.2019 г. е направена на следните дружества:

1. Топлофикационни дружества:

1. „Топлофикация София" ЕАД
2. „ЕВН България Топлофикация" ЕАД
3. „Топлофикация Плевен" ЕАД
4. „Топлофикация Русе" ЕАД
5. „Топлофикация Перник" АД
6. „Топлофикация Враца" ЕАД
7. „Топлофикация ВТ" АД
8. „Топлофикация Бургас" ЕАД
9. „Веолия Енерджи Варна" ЕАД
10. „Топлофикация Разград"АД
11. „Топлофикация Сливен" ЕАД
12. „Топлофикация Габрово" ЕАД
13. „Овергаз мрежи" АД - ЛОЦ „Овча купел"
14. „Юлико Евротрейд" ЕООД

2. Дружества с топлинен товар за небитови нужди:

1. „Когрийн“ ООД
2. „Белла България“ АД
3. „Алт Ко“ АД
4. „Солвей Соди“ АД
5. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД
6. „Декотекс“ АД
7. ЧЗП „Румяна Величкова“
8. „МБАЛ-Търговище“ АД
9. „Енергиен център Зебра“ ЕООД
10. „Инертстрой – Калето“ АД
11. „Оранжерии Петров дол“ ООД
12. „Овердрайв“ АД
13. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

С § 25 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за мерките и действията по време на извънредното положение, обявено с решение на Народното събрание от 13 март 2020 г. (публикуван в ДВ, бр. 28 от 24 март 2020 г.), се удължават до 30 юни 2020 г. сроковете за представяне на данъчните декларации и съответно годишните финансови отчети. В тази връзка не всички дружества са представили годишни финансови отчети към датата на подаване на заявленията за цени за новия ценови период, поради което не им е направен финансов анализ.

ПОСТИГНАТИ ФИНАНСОВИ РЕЗУЛТАТИ ЗА 2019 г.

1. Топлофикационни дружества

1.1. Топлофикационни дружества, реализирали печалба от дейността:

- „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД: 11 885 хил. лв.
- „Топлофикация Русе“ ЕАД: 3 218 хил. лв.
- „Юлико Евротрейд“ ЕООД: 87 хил. лв.
- „Топлофикация Враца“ ЕАД: 386 хил. лв.
- „Топлофикация Бургас“ ЕАД: 1 009 хил. лв.
- „Топлофикация Сливен“ ЕАД: 742 хил. лв.

1.2. Топлофикационни дружества, отчели загуба от дейността си:

- „Топлофикация София“ ЕАД: 81 812 хил. лв.
- „Топлофикация ВТ“ АД: 1 595 хил. лв.
- „Топлофикация Разград“ ЕАД: 1 201 хил. лв.
- „Топлофикация Плевен“ ЕАД: 1 663 хил. лв.
- „Топлофикация Габрово“ ЕАД: 2 448 хил. лв.
- „Овергаз Мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“: 29 хил. лв.
- „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД 930 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват през 2019 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; „Топлофикация ВТ“ АД; „Топлофикация Плевен“ ЕАД; „Топлофикация Русе“ ЕАД; „Топлофикация – Враца“ ЕАД; „Топлофикация Бургас” ЕАД; „Юлико Евротрейд“ ЕООД; „Топлофикация Разград“ ЕАД; „Топлофикация Перник“ АД и „Топлофикация Сливен“ ЕАД.

2. Дружествата, които влошават през 2019 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата са: „Топлофикация София“ ЕАД; „Топлофикация Габрово“ ЕАД; „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД и „Овергаз Мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“.

2. *Централи с топлинен товар за небитови нужди*

2.1. Дружества, реализирали печалба от дейността:

- „Алт Ко“ АД: 460 хил. лв.
- ЧЗП „Румяна Величкова“: 192 хил. лв.
- „Инертстрой-Калето“ АД: 2 342 хил. лв.
- „Когрийн“ ООД: 382 хил. лв.
- Декотекс“ АД: 271 хил. лв.
- „Овердрайв“ АД 90 хил. лв.
- „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД: 2 194 хил. лв.

2.2. Дружества, отчели загуба от дейността:

- „МБАЛ-Търговище“ АД: 1 225 хил. лв.
- „Енергиен център Зебра“ ЕООД 385 хил. лв.
- „Белла България“ АД 840 хил. лв.
- „Оранжерии Петров дол“ ООД 165 хил. лв.
- „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД: 94 хил. лв.
- „Солвей Соди“ АД 278 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват през 2019 г., спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД; „Декотекс“ АД; „Алт Ко” АД; „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „Овердрайв“ АД.

2. Дружествата, които влошават през 2019 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата са: ЧЗП „Румяна Величкова“; „Енергиен център Зебра“ ЕООД; „Солвей Соди“ АД; „Белла България“ АД; „Когрийн“ ООД; „МБАЛ-Търговище“ АД; „Инертстрой-Калето“ АД и „Оранжерии Петров дол“ ООД.

По отношение извършения анализ на финансовия показател „обща ликвидност“ (съотношение между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) по дружества от сектор „Топлоенергетика“ може да се направят следните изводи:

1. Топлофикационните дружествата, които са с добра обща ликвидност към края на 2019 г., която определя възможността им със собствени оборотни средства да обслужват текущите задължения са: „Топлофикация София“ ЕАД; „Топлофикация Бургас“ ЕАД; „Топлофикация ВТ“ АД; „Топлофикация Русе“ ЕАД; „Топлофикация Перник“ АД; „Топлофикация Враца“ ЕАД и Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“. Останалите топлофикационни дружества са с обща ликвидност под единица, което определя невъзможността със собствени оборотни средства да обслужват текущите си задължения.

2. Заводски централи, които разполагат със свободни оборотни средства да обслужват текущите си задължения, са: „Когрийн“ ООД; „Солвей Соди“ АД; „Алт Ко“ АД; „Декотекс“ АД; ЧЗП „Румяна Величкова“; „Белла България“ АД; „Инертстрой – Калето“ АД; „Овердрайв“ АД; „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „Декотекс“ АД, докато останалите, на които е направен регулаторен преглед, са с ниска обща ликвидност и не разполагат с достатъчно свободни оборотни средства да обслужват текущите си задължения.

АНАЛИЗ НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТТА НА КАПИТАЛА НА ТОПЛОФИКАЦИОННИТЕ ДРУЖЕСТВА

Анализът на възвръщаемостта на собствения капитал /НВск/ по топлофикационни дружества е разделен в зависимост от използваното за производството на електрическа и топлинна енергия гориво – природен газ и въглища. Разделението е вследствие на принципите на използвания метод на Дюпон чрез хоризонтално сравнение на ценовите параметри, заложени в утвърдената от КЕВР регулаторна рамка за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., и отчетените за същия период на база информация предоставена от дружествата, както и за 2019 г., съгласно представения отчет за приходите и разходите.

За ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. Комисията е утвърдила на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ НВск = 7%.

Предвид на това, утвърдената от КЕВР НВск за дружествата, използващи като основно гориво природен газ в производството и за въглищните централи „Топлофикация Русе“ ЕАД,

„Топлофикация Перник“ АД, „Топлофикация Сливен“ ЕАД и „Топлофикация Габрово“ ЕАД, е изчислена по следния начин:

1. Възвръщаемостта на капитала е изчислена като разлика на отчетените регулирани приходи от продажби, получени като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия по отчетените количества, и отчетените условно-постоянни разходи /УПР/ и променливи разходи (ПР);

2. Нормата на възвръщаемост преди данъчното облагане, по отчет на дружеството за регулаторния период, е изчислена като отношение на възвръщаемостта на капитала към утвърдената от Комисията регулаторна база на активите (РБА);

3. НВск след данъчно облагане по отчет на дружеството за регулаторния период е изчислена по следната формула:

$$НВ_{ск} = \frac{НВ-(Дпк*НВпк)*(1-ДС/100)}{Д_{ск}}$$

където:

$НВ_{СК}$ е норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

НВ - норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

$Д_{ПК}$ - дял на привлечения капитал в общия капитал;

$НВ_{ПК}$ - норма на възвръщаемост на привлечения капитал;

ДС - корпоративен данък по Закона за корпоративното подоходно облагане;

$Д_{СК}$ - дял на собствения капитал в общия капитал;

Бележка: формулата по т. 3 за НВск след данъчно облагане по отчет на дружеството за регулаторния период е изчислена в съответствие с изискванията на глава втора, раздел III от Указания-НВ, съгласно с чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ.

4. НВск на база приходи и разходи по Отчета за приходите и разходите (ОПР) е положителна или отрицателна величина в зависимост от изменението на приходите и на разходите от цялостната дейност на дружеството с включени разходи и за нерегулираната дейност. Параметрите, при които е получена НВск по ОПР за периода 01.01.2019 г. – 31.12.2019 г., са подробно описани в направения финансов анализ на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

Постигнатата НВск от дружества, използващи гориво природен газ и въглища за производство на електрическа и топлинна енергия, е представена в таблицата:

№	Д Р У Ж Е С Т В А	НВск по регулаторна рамка на КЕВР, за периода 01.07.2019-30.06.2020 г., в %	НВск по отчет за периода 01.07.2019-30.06.2020 г., в %	НВск по ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г., в %
1	2	3	4	5
	с основно гориво - природен газ:			
1.	"Топлофикация София" ЕАД	7,00%	-5,50%	-19,19%
2.	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	7,00%	6,29%	8,46%
3.	"Топлофикация Плевен" ЕАД	7,00%	34,41%	-9,24%
4.	"Топлофикация Бургас" ЕАД	7,00%	-1,66%	6,53%
5.	"Веолия Енерджи Варна" ЕАД	7,00%	0,29%	-1,38%
6.	"Топлофикация Враца" ЕАД	7,00%	-6,42%	3,89%
7.	"Топлофикация ВТ" АД	7,00%	-570731,56%	-413851,76%
8.	"Топлофикация Разград" ЕАД	7,00%	-10440,90%	-37696,96%
9.	"Овергаз мрежи" АД-(ЛОЦ Овча купел)	7,00%	-6,41%	-3,79%
	с основно гориво - въглища:			
1.	"Топлофикация Русе" ЕАД	7,00%	-20,62%	7,86%
2.	"Топлофикация Перник" АД	7,00%	-14,47%	-2,11%
3.	"Топлофикация Сливен" ЕАД	7,00%	-30790,15%	-128,00%
4.	"Топлофикация Габрово" ЕАД	7,00%	-6807,91%	-7910,16%

Голямата разлика между утвърдената и отчетената НВск от „Топлофикация ВТ“ АД; „Топлофикация Разград“ ЕАД; „Топлофикация Сливен“ ЕАД и „Топлофикация Габрово“ ЕАД за ценовия период и по Отчета за приходите и разходите (ОПР) се дължи на ниския дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал на дружеството.

Постигнатите от дружествата по-ниски нива на НВск по отчет за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. и по годишния отчет на приходите и разходите за 2019 г., спрямо утвърдената от Комисията, се дължи освен от увеличение на разходите и на реализираните по-ниски продажби на електрическа и топлинна енергия за регулаторния период, а съгласно годишния отчет на приходите и разходите на дружествата за 2019 г. се дължи освен на реализираните по-ниски приходи от продажби и на ръста на условно–постоянните разходи, тъй като включва разходи за цялостната дейност, в т. ч. финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер.

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 и свързаните с тях осигурителни вноски и социални разходи не са допускани увеличения на стойностите, в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен 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%.**

За изчисляване на цената на собствения капитал Комисията прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing _Model-CAPM)

$НВ_{ск}$ = Безрискова премия+ бета коефициент на активите * Пазарна рискова премия

- Безрискова премия от 0,29 представлява дългосрочен лихвен процент_(ДЛП) за оценка на степента на конвергенция. Премията е от среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период април 2019 г. – март 2020 г., по данни от БНБ;
- Вета коефициент на активите - 1,36 е определен на база информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran-Stern School of Business (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html) - безлостов Вета коефициент на активите - 0,58 за дружествата в енергийния сектор към януари 2020 г., след отчитане на приетата целева капиталова структура за регулаторни цели (60/40) и размера на данъчната ставка се преобразува в лостов бета коефициент със стойност 1,36;
- Пазарната рискова премия – 3,48% по информация на Aswath Damodaran (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html)

В резултат на горното, нормата на възвръщаемост на собствения капитал е изчислена, както следва:

$НВ_{ск}$ = 0,29%+1,36*3,48% = 5,02%

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).

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 (нова - ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.) и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ (нова - 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.
Мазут със съдържание на сяра 1%	USD/t	320,50	304,48	320,50	377,71
Газьол със съдържание на сяра 0,1%	USD/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.
TTF фючърси	€/MWh	6,73	11,20	12,54	11,66

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.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ	лв./MWh	24,84	31,60	34,61	35,27	31,58

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 (CO_2) 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 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.

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" ЕАД, „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.

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***	***Период на доставка и отклонения***	***Товар MW***
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

В тази връзка е целесъобразно 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].

Фючърсите за българския пазар за трето тримесечие на 2020 г. (Q3 2020) са на нива от 45,31 €/MWh (88,62 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2020 г. (Q4 2020) са на нива от 49,05 €/MWh (95,93 лв./MWh) или за второто полугодие на 2020 г. (H2 2020) цената следва да е около 47,18 €/MWh (92,28 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 за Q3 2020 са на нива от 47,41 €/MWh (92,73 лв./MWh), за Q4 2020 - 50,20 €/MWh (98,18 лв./MWh) или H2 2020 - в размер на 48,81 €/MWh (95,45 лв./MWh), за Q1 2021 липсват сделки, а за Q2 2021 цените са 41,17 €/MWh (80,52 лв./MWh).

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 44,91 €/MWh (87,84 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,45 €/MWh (94,76 лв./MWh) или H2 2020 - в размер на 46,68 €/MWh (91,30 лв./MWh), за Q1 2021 – 51,28 €/MWh (100,29 лв./MWh), за Q2 2021 - 40,77 €/MWh (79,74 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 46,03 €/MWh (90,02 лв./MWh). Фючърсите за същия пазар на HUDEX за Q3 2020 са на нива от 44,83 €/MWh (87,68 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,45 €/MWh (94,76 лв./MWh) или H2 2020 - в размер на 46,64 €/MWh (91,22 лв./MWh), за Q1 2021 – 50,55 €/MWh (98,87 лв./MWh), за Q2 2021 - 40,83 €/MWh (79,86 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 46,03 €/MWh (89,36 лв./MWh). Тези стойности се потвърждават и от най-ликвидните

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

[7] https://hudex.hu

брокерски платформи, на които се търгува електрическа енергия в Европа, като TFS, ARRACO, 42 Financial Services.

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 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.

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.

Отчетни данни:

- ***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.

Прогнозни данни:

Продажба на топлинна енергия

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 се 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%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	121,648	119,462	124,661	132,410	7,748	6.22%	10,762	8.85%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	30,279	28,070	30,956	32,504	1,548	5.00%	2,225	7.35%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	9,124	4,496	5,362	7,390	2,028	37.83%	-1,734	-19.01%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	40,399	42,785	44,276	46,712	2,436	5.50%	6,313	15.63%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	21,659	21,998	22,895	23,039	144	0.63%	1,380	6.37%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	9,806	10,317	10,735	11,186	451	4.20%	1,380	14.07%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	11,853	11,681	12,160	11,853	-307	-2.52%	0	0.00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	20,186	22,114	21,173	22,765	1,592	7.52%	2,579	12.78%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	11,900	16,158	14,376	14,702	326	2.27%	2,802	23.55%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	499.42	505.97	469.72	303.53	-166	-35.38%	-196	-39.22%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0.00%	0	0.00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	9,124	4,496	5,362	7,390	2,028	37.83%	-1,734	-19.01%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5,059	1,748	2,460	4,536	2,076	84.36%	-523	-10.35%
I.2.	по преноса	хил. лв.	4,065	2,748	2,901	2,854	-47	-1.63%	-1,211	-29.79%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	78,440	24,218	53,820	159,821	106,002	196.96%	81,381	103.75%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	46,671	21,210	39,044	113,208	74,164	189.95%	66,537	142.56%
II.2.	по преноса	хил. лв.	31,768	3,008	14,776	46,613	31,838	215.47%	14,845	46.73%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	4 685 989	4 474 491	4 361 084	4 669 394	308 311	7,07%	-16 595	-0,35%
1.1.	гореща вода	MWh	4 685 989	4 474 491	4 361 084	4 669 394	308 311	7,07%	-16 595	-0,35%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	91 314	79 221	83 438	81 750	-1 687	-2,02%	-9 563	-10,47%
2.1.	гореща вода	MWh	5 947	5 170	5 650	6 423	772	13,67%	475	8,00%
2.2.	пара	MWh	85 367	74 052	77 787	75 328	-2 460	-3,16%	-10 039	-11,76%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,91%	1,74%	1,88%	1,72%	0	-8,35%	0	-9,98%
3.1.	гореща вода	%	0,13%	0,12%	0,13%	0,14%	0	6,15%	0	8,37%
3.2.	пара	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	4 777 303	4 553 712	4 444 521	4 751 145	306 623	6,90%	-26 158	-0,55%
4.1.	гореща вода	MWh	4 691 936	4 479 660	4 366 734	4 675 817	309 083	7,08%	-16 119	-0,34%
4.2.	пара	MWh	85 367	74 052	77 787	75 328	-2 460	-3,16%	-10 039	-11,76%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	1 873 926	1 552 483	1 460 801	1 741 553	280 752	19,22%	-132 373	-7,06%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	13 477	34 936	36 785	32 326	-4 459	-12,12%	18 850	139,87%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	933 637	992 811	972 714	953 780	-18 934	-1,95%	20 143	2,16%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	187 800	166 886	168 357	160 555	-7 802	-4,63%	-27 245	-14,51%
		%	20,11%	16,81%	17,31%	16,83%	0	-2,74%	0	-16,31%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	745 837	825 925	804 357	793 225	-11 132	-1,38%	47 388	6,35%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	745 837	812 086	804 357	793 225	-11 132	-1,38%	47 388	6,35%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	0	13 839	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	6 330 401	6 292 678	6 183 855	6 515 028	331 173	5,36%	184 628	2,92%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	4 303 582	4 615 704	4 600 918	4 629 512	28 594	0,62%	325 930	7,57%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	2 026 819	1 676 974	1 582 937	1 885 516	302 580	19,12%	-141 303	-6,97%
9	ОБЩА ефективност	%	86,72%	84,06%	83,38%	83,15%	0	-0,28%	0	-4,12%
10	Топлинна ефективност	%	65,03%	62,55%	62,24%	62,54%	0	0,49%	0	-3,82%
11	Електрическа ефективност	%	21,69%	21,51%	21,14%	20,60%	0	-2,55%	0	-5,03%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	93,12%	94,66%	94,61%	94,08%	0	-0,56%	0	1,03%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	185	201	208	203	-4	-1,99%	19	10,06%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	123	124	123	126	3	2,08%	3	2,13%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	3 867 438	3 540 691	3 502 587	3 737 998	235 411	6,72%	-129 440	-3,35%
10.1.	гореща вода	МВтч	3 867 438	3 540 691	3 502 587	3 737 998	235 411	6,72%	-129 440	-3,35%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	818 551	933 800	858 496	931 396	72 900	8,49%	112 845	13,79%
		%	17,47%	20,87%	19,69%	19,95%	0	1,33%	0	14,19%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	818 551	933 800	858 496	931 396	72 900	8,49%	112 845	13,79%
		%	17,47%	20,87%	19,69%	19,95%	0	1,33%	0	14,19%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	96 909	124 271	228 965	27 362	132 056
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	392 162	394 901	359 146	2 739	-33 016
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**29 845**	**-23 442**	**-81 812**	-53 287	-111 657
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	518 916	495 730	506 299	-23 186	-12 617
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	745 837	804 357	804 357		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	745 837	804 357	804 357	58 520	58 520
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	3 867 438	3 502 587	3 502 587		
с гореща вода	МВтч	3 867 438	3 502 587	3 502 587	-364 851	-364 851
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	199,84	199,84			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	199,84	199,84			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	95,64	95,64			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	393 160	393 160	393 160		
Собствен капитал	хил. лв.	251 224	251 224	251 224		
Дял на собствения капитал	%	97,56%	97,56%	97,56%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	6 288	6 288	6 288		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	6 288	6 288	6 288		
Дял на привлечения капитал	%	2,44%	2,44%	2,44%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	0,13%	0,13%	0,13%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,59%	-5,96%	-20,81%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-5,50%**	**-19,19%**		

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2019 г. „Топлофикация София" ЕАД отчита ***загуба*** в размер на 81 812 хил. лв. при ***загуба*** за предходната 2018 г. от 21 127 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за всеобщия доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2019 г. бележат ръст спрямо предходната година с 14,27%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 28,09%.**

Общите приходи в състава си включват приходи от продажби на топлинна и електрическа енергия в размер на 471 446 хил. лв., други приходи от 32 453 хил. лв. и разходи за оперативната дейност 585 673 хил. лв., в т. ч. с най-голям относителен дял разходи за материали 359 146 хил. лв.

Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., показват, че „Топлофикация София" ЕАД не разполага със собствен капитал да обслужва финансовите си задължения и да обезпечи изпълнението на инвестиционната програма със собствени средства. Показателят за общата ликвидност през 2019 г. е 1,02 и определя възможността на дружеството да обслужва текущите си задължения със собствени оборотни средства.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 23% собствен капитал и 77% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 21% собствен капитал и 79% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2019 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2019 г. приходите от дейността, спрямо предходната година бележат ръст с 58 884 хил. лв., в т. ч. от топлинна енергия с 15 863 хил. лв. и от електрическа енергия с 43 021 хил. лв.

Образуване на цените

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 55 329 хил. лв. или с 8 054 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 1 286 414 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 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	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%	

4. Прогнозни емисии CO_2 – 1 286 414 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** 1 286 414 т **= 55 329 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 – 32,73 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.

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) – 168,75 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 168,75 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 79,32 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 81,57 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 442 832 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 421 544 хил. лв., от които условно-постоянни – 93 596 хил. лв. и променливи – 327 948 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 384 954 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. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

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.

Покупки и склад

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.

IT и телекомуникация

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.

Технически услуги

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.

Услуги по договор за командироване на персонал

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.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	22,920	22,709	23,029	23,469	440	1.91%	550	2.40%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	9,256	9,513	9,550	9,624	74	0.78%	368	3.97%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1,680	1,395	1,018	970	-48	-4.69%	-709	-42.23%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3,530	3,420	3,726	3,879	153	4.10%	348	9.86%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	891	861	905	955	49	5.43%	64	7.20%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	656	652	663	712	49	7.42%	56	8.59%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	235	209	243	243	0	0.00%	8	3.33%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	7,653	7,621	7,830	8,145	315	4.02%	492	6.43%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	91	100	104	104				
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	504	501	455	301	-154	-33.78%	-203	-40.21%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0.00%	0	0.00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	1,680	1,395	1,018	970	-48	-4.69%	-709	-42.23%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1,554	1,341	935	859	-76	-8.16%	-696	-44.76%
I.2.	по преноса	хил. лв.	125	54	83	112	29	34.28%	-14	-10.86%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	335 955	333 826	324 494	327 003	2 509	0,77%	-8 953	-2,66%
1.1.	гореща вода	MWh	335 955	333 826	324 494	327 003	2 509	0,77%	-8 953	-2,66%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	21 845	23 398	22 288	9 835	-12 453	-55,87%	-12 010	-54,98%
2.1.	гореща вода	MWh	2 025	1 382	1 408	1 125	-283	-20,08%	-900	-44,46%
2.2.	пара	MWh	19 820	22 016	20 880	8 710	-12 170	-58,29%	-11 110	-56,05%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	6,11%	6,55%	6,43%	2,92%	0	-54,57%	0	-52,18%
3.1.	гореща вода	%	0,60%	0,41%	0,43%	0,34%	0	-20,62%	0	-42,79%
3.2.	пара	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	357 800	357 224	346 781	336 838	-9 944	-2,87%	-20 963	-5,86%
4.1.	гореща вода	MWh	337 981	335 208	325 901	328 128	2 226	0,68%	-9 853	-2,92%
4.2.	пара	MWh	19 820	22 016	20 880	8 710	-12 170	-58,29%	-11 110	-56,05%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	12 528	8 351	7 888	52 917	45 029	570,83%	40 389	322,39%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	319 290	305 830	301 309	302 910	1 601	0,53%	-16 380	-5,13%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	12 200	11 119	11 456	10 150	-1 306	-11,40%	-2 050	-16,80%
		%	3,82%	3,64%	3,80%	3,35%	0	-11,87%	0	-12,30%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	307 090	294 712	289 853	292 760	2 907	1,00%	-14 330	-4,67%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	296 214	280 406	274 055	279 342	5 287	1,93%	-16 873	-5,70%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	10 876	14 306	15 798	13 418	-2 380	-15,06%	2 543	23,38%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	803 447	797 077	786 534	769 942	-16 592	-2,11%	-33 505	-4,17%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	789 903	788 118	778 041	711 618	-66 423	-8,54%	-78 285	-9,91%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	13 543	8 959	8 493	58 324	49 830	586,69%	44 780	330,64%
9	ОБЩА ефективност	%	81,37%	80,10%	79,42%	81,08%	0	2,09%	0	-0,35%
10	Топлинна ефективност	%	40,95%	41,30%	40,69%	38,52%	0	-5,35%	0	-5,93%
11	Електрическа ефективност	%	40,42%	38,81%	38,73%	42,57%	0	9,91%	0	5,31%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	92,50%	93,22%	92,88%	90,73%	0	-2,31%	0	-1,92%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	124	130	130	110	-20	-15,40%	-14	-11,17%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	180	179	181	190	9	5,08%	10	5,67%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	235 169	194 155	186 069	228 902	42 833	23,02%	-6 267	-2,66%
10.1.	гореща вода	МВтч	235 169	194 155	186 069	228 902	42 833	23,02%	-6 267	-2,66%
10.2.	пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	100 787	139 671	138 425	98 101	-40 324	-29,13%	-2 686	-2,66%
		%	30,00%	41,84%	42,66%	30,00%	0	-29,67%	0	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	100 787	139 671	138 425	98 101	-40 324	-29,13%	-2 686	-2,66%
		%	30,00%	41,84%	42,66%	30,00%	0	-29,67%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„ЕВН България Топлофикация” ЕАД

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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	21 521	22 926	21 748	1 405	227
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	47 493	40 411	46 596	-7 082	-897
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**10 976**	**9 883**	**13 225**	-1 093	2 249
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	79 990	73 220	81 569	-6 770	1 579
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	307 090	289 853	289 853		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	296 214	274 055	274 055	-22 159	-22 159
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	10 876	15 798	15 798	4 922	4 922
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	235 169	186 069	186 069		
с гореща вода	МВтч	235 169	186 069	186 069	-49 100	-49 100
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	189,97	189,97			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	189,97	189,97			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	97,58	97,58			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	154 776	154 776	154 776		
Собствен капитал	хил. лв.	140 130	140 130	140 130		
Дял на собствения капитал	%	89,61%	89,61%	89,61%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	16 242	16 242	16 242		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	16 242	16 242	16 242		
Дял на привлечения капитал	%	10,39%	10,39%	10,39%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	1,17%	1,17%	1,17%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,09%	6,39%	8,54%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**6,29%**	**8,46%**		

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.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД за 2019 г. е положителна стойност в размер на 11 784 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 11 885 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 101 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е положителен в размер на 1 561 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 1 571 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 10 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и други, свързани с продажбата на електрическа енергия за 2019 г., бележат ръст спрямо предходната година с 31,6%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват с 11,03%.**

Коефициентът на обща ликвидност за 2019 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) в размер на 0,89 е увеличен спрямо 2018 г., когато е 0,61, което е показател, че е налице тенденция за подобряване на общата ликвидност на дружеството, но независимо от това свободните оборотни средства са недостатъчни за обслужване на текущите задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,67, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 1,06 и показва, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 51% собствен капитал и 49% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 45% собствен капитал и 55% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2019 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2019 г. приходите от дейността спрямо предходната година са увеличени с 17 196 хил. лв., в т. ч. от продажба на топлинна енергия с 432 хил. лв., други приходи от услуги 53 хил. лв. и други приходи от електрическа енергия 16 711 хил. лв.

<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 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 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%				

4. Прогнозни емисии CO_2 – 136 518 t
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 80 751 knm^3.
Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 136 518 t CO_2
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 – 32,20 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 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) – 161,26 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 161,26 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 71,83 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 83,20 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 – 82,20 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 65 305 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 57 781 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 382 хил. лв. и променливи – 37 399 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 150 789 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. „Топлофикация Плевен“ ЕАД

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 23 00 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%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	16,034	13,728	16,519	17,739	1,220	7.39%	1,705	10.63%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	4,166	3,847	3,977	4,016	39	0.98%	-150	-3.60%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	4,755	2,320	4,667	5,620	953	20.42%	865	18.19%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3,858	3,882	4,102	4,230	128	3.12%	372	9.64%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1,006	1,000	1,026	1,062	36	3.51%	56	5.57%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	707	701	725	772	47	6.48%	65	9.19%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	299	299	301	290	-11	-3.65%	-9	-3.01%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2,249	2,679	2,747	2,811	64	2.33%	562	24.99%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1,235	1,641	1,661	1,743	82	4.94%	508	41.13%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	499.79	501.78	500.90	490.83	-10	-2.01%	-9	-1.79%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0.00%	0	0.00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	4,755	2,320	4,667	5,620	953	20.42%	865	18.19%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4,516	2,296	4,491	5,381	890	19.82%	865	19.15%
I.2.	по преноса	хил. лв.	239	24	176	239	63	35.80%	0	0.00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	6,379	364	405	12,512	12,107	2989.38%	6,133	96.14%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5,959	239	245	11,525	11,280	4604.08%	5,566	93.40%
II.2.	по преноса	хил. лв.	420	125	160	987	827	516.88%	567	135.00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	445 630	395 609	386 199	436 385	50 186	12,99%	-9 245	-2,07%
1.1.	гореща вода	MWh	362 510	309 359	292 995	352 853	59 858	20,43%	-9 657	-2,66%
1.2.	пара	MWh	83 120	86 250	93 204	83 532	-9 672	-10,38%	412	0,50%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	41 300	34 870	34 492	39 093	4 601	13,34%	-2 207	-5,34%
2.1.	гореща вода	MWh	34 200	26 933	25 703	31 090	5 387	20,96%	-3 110	-9,09%
2.2.	пара	MWh	7 100	7 937	8 789	8 003	-786	-8,94%	903	12,72%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	8,48%	8,10%	8,20%	8,22%	0	0,28%	0	-3,06%
3.1.	гореща вода	%	8,62%	8,01%	8,07%	8,10%	0	0,40%	0	-6,07%
3.2.	пара	%	7,87%	8,43%	8,62%	8,74%	0	1,46%	0	11,10%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	486 930	430 479	420 691	475 478	54 787	13,02%	-11 452	-2,35%
4.1.	гореща вода	MWh	396 710	336 292	318 698	383 943	65 245	20,47%	-12 767	-3,22%
4.2.	пара	MWh	90 220	94 187	101 993	91 535	-10 458	-10,25%	1 315	1,46%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	321 700	300 387	313 330	323 400	10 070	3,21%	1 700	0,53%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	24 700	23 525	24 781	25 400	619	2,50%	700	2,83%
		%	7,68%	7,83%	7,91%	7,85%	0	-0,69%	0	2,29%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	297 000	276 862	288 549	298 000	9 451	3,28%	1 000	0,34%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	297 000	276 862	288 549	298 000	9 451	3,28%	1 000	0,34%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	958 626				0	0,00%	-958 626	-100,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	958 626				0	0,00%	-958 626	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
10	Топлинна ефективност	%	46,49%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
11	Електрическа ефективност	%	33,56%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	146,44	141,33	136,21	143,24	7	5,16%	-3	-2,19%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	145,12	147,93	152,17	146,14	-6	-3,96%	1	0,70%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	245 000	209 007	203 395	231 200	27 805	13,67%	-13 800	-5,63%
10.1.	гореща вода	МВтч	207 400	170 997	161 581	194 100	32 519	20,13%	-13 300	-6,41%
10.2.	пара	МВтч	37 600	38 010	41 814	37 100	-4 714	-11,27%	-500	-1,33%
11	Технологични разходи - общо	MWh	200 630	186 602	182 804	205 185	22 381	12,24%	4 555	2,27%
		%	45,02%	47,17%	47,33%	47,02%	0	-0,67%	0	4,44%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	155 110	138 362	131 414	158 753	27 339	20,80%	3 643	2,35%
		%	42,79%	44,73%	44,85%	44,99%	0	0,31%	0	5,15%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	45 520	48 240	51 390	46 432	-4 958	-9,65%	912	2,00%
		%	54,76%	55,93%	55,14%	55,59%	0	0,81%	0	1,50%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Плевен” ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	15 443	16 519	32 261	1 076	16 818
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	66 761	59 090	48 510	-7 671	-18 251
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**2 131**	**7 771**	**-2 592**	5 639	-4 723
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	84 335	83 380	78 179	-956	-6 156
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	297 000	298 000	298 000		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	297 000	298 000	298 000	1 000	1 000
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	245 000	231 200	231 200		
с гореща вода	МВтч	207 400	194 100	194 100	-13 300	-13 300
с водна пара	МВтч	37 600	37 100	37 100	-500	-500
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	213,87	213,87			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	213,87	213,87			
Ц вп	лв/МВтч	84,96	84,96			
Ц гв	лв/МВтч	84,98	84,98			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	37 883	37 883	37 883		
Собствен капитал	хил. лв.	33 980	33 980	33 980		
Дял на собствения капитал	%	48,87%	48,87%	48,87%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	35 550	35 550	35 550		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	35 550	35 550	35 550		
Дял на привлечения капитал	%	51,13%	51,13%	51,13%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,57%	3,57%	3,57%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,63%	20,51%	-6,84%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**34,41%**	**-9,24%**		

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представеният от „Топлофикация Плевен“ ЕАД неодитиран годишен финансов отчет за 2019 г., текущият финансов резултат е ***загуба*** в размер на 1 663 хил. лв., при отчетена ***загуба*** от 3 388 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2019 г. са увеличени спрямо предходната година със 7,55%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст с 6,93%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,23, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на обща ликвидност за 2019 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,37, което е индикатор, че дружеството не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,22, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 18% собствен капитал и 82% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 20% собствен капитал и 80% привлечени средства.

Образуване на цените

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	Дименсия	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%	

4. Емитирани CO_2 – 189 226 t

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

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 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 – 32,07 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 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) – 168,12 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 168,12 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 78,69 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,87 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 65,44 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 66 477 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 65 087 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 330 хил. лв. и променливи – 50 757 хил. лв.;
     - Регулаторна база на активите – 32 252 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“.

<u>III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА</u>

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2019 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.

<u>IV. СПРАВКА № 4 – ТИП-ПРОИЗВОДСТВО</u>

В тази част на обосновката е аргументирано общото количество топлинна енергия за производство и неговото разпределение по производствени съоръжения (ИКПТЕЕ и водогрейна част), а също така количеството електрическа енергия, произведена от ИКПТЕЕ.

Общото количество топлинна енергия 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.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	7 738	6 141	7 028	8 998	1 970	28,03%	1 260	16,28%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 327	1 194	1 245	1 263	18	1,45%	-64	-4,82%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	2 100	361	514	2 250	1 736	337,74%	150	7,14%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	2 736	3 008	3 310	3 538	228	6,89%	802	29,31%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	746	687	801	911	110	13,73%	165	22,12%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	596	584	661	734	73	11,04%	138	23,15%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	150	103	140	177	37	26,43%	27	18,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	829	891	1 158	1 036	-122	-10,54%	207	24,97%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	483	539	667	571	-96	-14,39%	88	18,22%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	496,78	502,39	495,73	489,51	-6	-1,25%	-7	-1,46%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 100	361	514	2 250	1 736	337,74%	150	7,14%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 850	234	337	2 100	1 763	523,15%	250	13,51%
I.2.	по преноса	хил. лв.	250	127	177	150	-27	-15,25%	-100	-40,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 100	0	1 400	2 100	700	50,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 800		1 200	1 800	600	50,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	300		200	300	100	50,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	189 936	176 586	179 142	191 970	12 827	7,16%	2 034	1,07%
1.1.	гореща вода	MWh	189 936	176 586	179 142	191 970	12 827	7,16%	2 034	1,07%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 663	3 439	3 563	3 704	141	3,96%	41	1,12%
2.1.	гореща вода	MWh	3 663	3 439	3 563	3 704	141	3,96%	41	1,12%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,89%	1,91%	1,95%	1,89%	0	-2,93%	0	0,05%
3.1.	гореща вода	%	1,89%	1,91%	1,95%	1,89%	0	-2,93%	0	0,05%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	193 599	180 025	182 706	195 674	12 968	7,10%	2 075	1,07%
4.1.	гореща вода	MWh	193 599	180 025	182 706	195 674	12 968	7,10%	2 075	1,07%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	71 522	62 786	62 701	74 096	11 395	18,17%	2 574	3,60%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	115 556	109 873	111 837	114 379	2 542	2,27%	-1 177	-1,02%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	115 556	109 873	111 837	114 379	2 542	2,27%	-1 177	-1,02%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	109 743	104 426	106 297	108 351	2 054	1,93%	-1 392	-1,27%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	5 813	5 447	5 540	6 028	488	8,82%	215	3,70%
		%	5,03%	4,96%	4,95%	5,27%	0	6,40%	0	4,77%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	370 271	348 036	355 115	372 982	17 867	5,03%	2 711	0,73%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	288 930	275 339	282 236	286 019	3 783	1,34%	-2 912	-1,01%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	81 341	72 698	72 880	86 963	14 083	19,32%	5 623	6,91%
9	ОБЩА ефективност	%	80,98%	81,24%	80,88%	81,20%	0	0,40%	0	0,28%
10	Топлинна ефективност	%	40,98%	41,33%	41,26%	41,21%	0	-0,11%	0	0,56%
11	Електрическа ефективност	%	39,99%	39,90%	39,63%	39,99%	0	0,92%	0	-0,01%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	87,93%	86,37%	86,03%	85,20%	0	-0,96%	0	-3,10%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	100,96	102,51	103,71	99,48	-4	-4,07%	-1	-1,46%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	181,17	181,52	182,00	182,55	1	0,30%	1	0,76%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	138 847	123 110	124 682	139 528	14 846	11,91%	681	0,49%
10.1.	гореща вода	МВтч	138 847	123 110	124 682	139 528	14 846	11,91%	681	0,49%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	51 089	53 476	54 460	52 442	-2 018	-3,71%	1 353	2,65%
		%	26,90%	30,28%	30,40%	27,32%	0	-10,14%	0	1,56%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	51 089	53 476	54 460	52 442	-2 018	-3,71%	1 353	2,65%
		%	26,90%	30,28%	30,40%	27,32%	0	-10,14%	0	1,56%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Бургас” ЕАД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Бургас" ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	6 233	7 028	10 822	795	4 589
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	24 994	23 992	19 791	-1 002	-5 203
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**1 178**	**-371**	**1 106**	-1 548	-72
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	32 405	30 649	31 719	-1 755	-686
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	109 743	106 297	106 297		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	109 743	106 297	106 297	-3 446	-3 446
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	138 847	124 682	124 682		
с гореща вода	МВтч	138 847	124 682	124 682	-14 165	-14 165
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	200,07	200,07			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	200,07	200,07			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	75,25	75,25			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	16 962	16 962	16 962		
Собствен капитал	хил. лв.	37 396	37 396	37 396		
Дял на собствения капитал	%	80,15%	80,15%	80,15%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	9 261	9 261	9 261		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	9 261	9 261	9 261		
Дял на привлечения капитал	%	19,85%	19,85%	19,85%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,57%	3,57%	3,57%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	6,94%	-2,19%	6,52%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-1,66%**	**6,53%**		

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.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2019 г. общият всеобхватен доход на „Топлофикация Бургас" ЕАД е ***печалба*** в размер на 768 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 1 009 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** в размер на 241 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е ***загуба*** в размер на 444 хил. лв., формиран от ***загуба*** в размер на 193 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** в размер на 251 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на продукция за 2019 г. бележат ръст спрямо предходната година с 10,59%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват с 1,58%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,78, което показва, че дружеството е затруднено да осигури собствени средства необходимите за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Общата ликвидност за 2019 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,03, което показва, че дружеството разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за 2019 г. е 1,31 и показва, че дружеството разполага с достатъчно собствен финансов ресурс да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 57% собствен капитал и

43% привлечен капитал, докато за 2018 г. е 63% собствен капитал и 37% привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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	Дименсия	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%	

4. 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 – 32,23 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.

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) – 166,91 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 166,91 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 77,48 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 69,72 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 27 812 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 26 987 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 524 хил. лв. и променливи – 20 463 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 16 147 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%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	7 458	6 898	6 919	6 862	-57	-0,82%	-596	-7,99%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	2 278	2 085	2 034	2 065	32	1,57%	-213	-9,33%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1 601	912	940	931	-9	-0,93%	-670	-41,85%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 448	1 412	1 427	1 556	129	9,03%	108	7,48%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	397	414	435	458	23	5,40%	61	15,40%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	212	255	262	272	10	4,00%	60	28,36%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	185	159	173	186	13	7,51%	1	0,54%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 734	2 076	2 083	1 851	-232	-11,14%	117	6,76%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 431	1 398	1 455	1 450	-5	-0,32%	19	1,34%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	502,10	493,77	446,08	299,44	-147	-32,87%	-203	-40,36%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	1 600	912	940	932	-8	-0,85%	-668	-41,75%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 344	778	808	796	-12	-1,49%	-548	-40,77%
I.2.	по преноса	хил. лв.	256	134	132	136	4	3,03%	-120	-46,88%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 691	1 960	2 450	2 020	-430	-17,56%	-671	-24,93%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	696	1 235	1 741	163	-1 578	-90,64%	-533	-76,58%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	90 147	79 543	78 349	87 529	9 179	11,72%	-2 618	-2,90%
1.1.	гореща вода	MWh	90 147	79 543	78 349	87 529	9 179	11,72%	-2 618	-2,90%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 874	3 935	4 057	4 307	250	6,16%	433	11,18%
2.1.	гореща вода	MWh	3 874	3 935	4 057	4 307	250	6,16%	433	11,18%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	4,12%	4,71%	4,92%	4,69%	0	-4,74%	0	13,82%
3.1.	гореща вода	%	4,12%	4,71%	4,92%	4,69%	0	-4,74%	0	13,82%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	94 021	83 478	82 406	91 836	9 429	11,44%	-2 185	-2,32%
4.1.	гореща вода	MWh	94 021	83 478	82 406	91 836	9 429	11,44%	-2 185	-2,32%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	22 629	15 871	14 385	22 299	7 913	55,01%	-330	-1,46%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	69 326	67 082	67 011	67 646	635	0,95%	-1 679	-2,42%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 752	2 634	2 581	2 617	36	1,41%	-135	-4,89%
		%	3,97%	3,93%	3,85%	3,87%	0	0,46%	0	-2,53%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	66 574	64 448	64 430	65 029	599	0,93%	-1 545	-2,32%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	66 574	64 448	64 430	65 029	599	0,93%	-1 545	-2,32%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	196 366	182 283	182 027	193 016	10 989	6,04%	-3 350	-1,71%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	172 864	165 645	166 827	169 445	2 618	1,57%	-3 419	-1,98%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	23 502	16 638	15 200	23 571	8 372	55,08%	69	0,29%
9	ОБЩА ефективност	%	79,16%	78,94%	78,51%	78,42%	0	-0,12%	0	-0,94%
10	Топлинна ефективност	%	39,06%	38,44%	38,34%	38,50%	0	0,40%	0	-1,44%
11	Електрическа ефективност	%	40,10%	40,50%	40,17%	39,92%	0	-0,61%	0	-0,45%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	96,28%	95,39%	94,64%	94,60%	0	-0,04%	0	-1,75%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	113	116	117	112	-4	-3,61%	0	-0,15%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	184	187	190	187	-2	-1,12%	3	1,59%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	70 068	60 414	59 626	67 979	8 353	14,01%	-2 088	-2,98%
10.1.	гореща вода	МВтч	70 068	60 414	59 626	67 979	8 353	14,01%	-2 088	-2,98%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	20 080	19 128	18 724	19 550	826	4,41%	-530	-2,64%
		%	22,27%	24,05%	23,90%	22,34%	0	-6,54%	0	0,27%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	20 080	19 128	18 724	19 550	826	4,41%	-530	-2,64%
		%	22,27%	24,05%	23,90%	22,34%	0	-6,54%	0	0,27%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Веолия Енерджи Варна” ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	5 291	6 919	10 135	1 628	4 844
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	12 691	10 660	10 529	-2 031	-2 162
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**1 422**	**485**	**-637**	-937	-2 059
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	19 404	18 064	**20 027**	-1 340	623
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	66 574	64 430	64 430		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	66 574	64 430	64 430	-2 144	-2 144
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	70 068	59 626	59 626		
с гореща вода	МВтч	70 068	59 626	59 626	-10 442	-10 442
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	199,54	199,54			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	199,54	199,54			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	87,34	87,34			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	28 202	28 202	28 202		
Собствен капитал	хил. лв.	12 066	12 066	12 066		
Дял на собствения капитал	%	44,56%	44,56%	44,56%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	15 015	15 015	15 015		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.		0	0		
- кредити	хил. лв.	15 015	15 015	15 015		
Дял на привлечения капитал	%	55,44%	55,44%	55,44%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	2,85%	2,85%	2,85%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,04%	1,72%	-2,26%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**0,29%**	**-1,38%**		

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2019 г., „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД отчита ***загуба*** в размер на 930 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за 2018 г. - 487 хил. лв.,

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия намаляват през 2019 г., спрямо 2018 г. с 21,79%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2019 г., спрямо 2018 г. с 11,95%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че е налице тенденция на влошаване спрямо предходната година:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,34 което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на общата ликвидност (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) за 2019 г. е 0,34, което е показател, че дружеството не разполага с достатъчно свободни оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Коефициентът на финансова независимост, съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви, за текущата година е 0,40, което е индикатор, че дружеството не е в състояние да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е незначително променена от тази за 2018 г. и е 26% собствен капитал и 74% привлечен капитал.

Образуване на цените

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 консултански - 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 – 32,73 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%	

4. 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 **Х** 43,01 лв./т **= 1 523 хил. лв.**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Веолия Енерджи Варна" ЕАД за следващия ценови период са следните:
1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 169,71 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 169,71 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 80,28 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,06 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 16 818 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 672 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 891 хил. лв. и променливи – 9 782 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 29 535 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 фактау че считано от 01.02.2020 г. е подадено тримесечно предизвестие за прекратяване на договора с Обществения Доставчик – („Булгаргаз“ ЕАД), който имаше 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 представляват размера на разходите по съхранение на резервираните количества природен газ.*

II. <u>Променливите 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 електроенергия.

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 финансираните 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.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	6,922	4,832	4,951	5,783	832	16.80%	-1,139	-16.45%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1,008	802	893	1,139	246	27.55%	131	13.00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	2,245	821	838	1,100	262	31.26%	-1,145	-51.00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	2,122	2,125	2,151	2,221	70	3.25%	99	4.67%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	379	384	398	428	30	7.54%	49	12.93%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	369	384	398	422	24	6.03%	53	14.36%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	10	0		6	6	0.00%	-4	-40.00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1,168	700	671	895	224	33.38%	-273	-23.37%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	408	435	384	330	-54	-14.06%	-78	-19.12%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3					0	0.00%	0	0.00%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0.00%	0	0.00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2,245	821	838	1,100	262	31.26%	-1,145	-51.00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	2,146	711	733	990	257	35.06%	-1,156	-53.87%
I.2.	по преноса	хил. лв.	99	110	105	110	5	4.76%	11	11.11%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	122 092	114 810	111 310	114 826	3 516	3,16%	-7 266	-5,95%
1.1.	гореща вода	MWh	122 092	114 810	111 310	114 826	3 516	3,16%	-7 266	-5,95%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	1 257	1 476	1 391	1 257	-134	-9,63%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	1 257	1 476	1 391	1 257	-134	-9,63%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,02%	1,27%	1,23%	1,08%	0	-12,27%	0	6,26%
3.1.	гореща вода	%	1,02%	1,27%	1,23%	1,08%	0	-12,27%	0	6,26%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	123 349	116 286	112 701	116 083	3 382	3,00%	-7 266	-5,89%
4.1.	гореща вода	MWh	123 349	116 286	112 701	116 083	3 382	3,00%	-7 266	-5,89%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	62 975	57 239	55 597	56 914	1 317	2,37%	-6 061	-9,62%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	60 666	59 467	58 281	59 983	1 702	2,92%	-683	-1,13%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	4 450	4 179	4 215	4 408	192	4,56%	-43	-0,96%
		%	7,34%	7,03%	7,23%	7,35%	0	1,60%	0	0,17%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	56 215	55 288	54 065	55 575	1 510	2,79%	-640	-1,14%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	56 215	55 288	54 065	55 575	1 510	2,79%	-640	-1,14%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	224 699	215 935	211 760	217 600	5 840	2,76%	-7 099	-3,16%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	155 101	152 042	148 727	153 461	4 734	3,18%	-1 640	-1,06%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	69 598	63 893	63 033	64 139	1 106	1,75%	-5 459	-7,84%
9	ОБЩА ефективност	%	77,23%	76,98%	76,65%	76,82%	0	0,23%	0	-0,52%
10	Топлинна ефективност	%	38,11%	37,86%	37,46%	37,74%	0	0,74%	0	-0,99%
11	Електрическа ефективност	%	39,11%	39,11%	39,19%	39,09%	0	-0,25%	0	-0,07%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	90,48%	89,59%	88,20%	88,74%	0	0,60%	0	-1,93%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	94	95	95	96	1	0,79%	1	1,44%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	184	185	188	187	-1	-0,59%	3	1,56%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	80 796	72 464	68 101	71 749	3 648	5,36%	-9 047	-11,20%
10.1.	гореща вода	МВтч	80 796	72 464	68 101	71 749	3 648	5,36%	-9 047	-11,20%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	41 296	42 346	43 209	43 077	-132	-0,31%	1 781	4,31%
		%	33,82%	36,88%	38,82%	37,52%	0	-3,36%	0	10,91%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	41 296	42 346	43 209	43 077	-132	-0,31%	1 781	4,31%
		%	33,82%	36,88%	38,82%	37,52%	0	-3,36%	0	10,91%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Враца“ ЕАД

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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	4 681	4 951	8 824	270	4 143
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	13 846	13 345	11 987	-501	-1 859
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**696**	**-652**	**432**	-1 348	-264
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	19 223	17 644	21 243	-1 579	2 020
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	56 215	54 065	54 065		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	56 215	54 065	54 065	-2 150	-2 150
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	80 796	68 101	68 101		
с гореща вода	МВтч	80 796	68 101	68 101	-12 695	-12 695
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	215,67	215,67			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	215,67	215,67			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	87,87	87,87			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	10 503	10 582	10 503		
Собствен капитал	хил. лв.	10 582	10 582	10 582		
Дял на собствения капитал	%	72,62%	72,62%	72,62%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	3 990	3 990	3 990		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.		0	0		
- кредити	хил. лв.	3 990	3 990	3 990		
Дял на привлечения капитал	%	27,38%	27,38%	27,38%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,57%	3,57%	3,57%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	6,63%	-6,16%	4,11%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-6,42%**	**3,89%**		

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2019 г., „Топлофикация Враца“ ЕАД отчита ***печалба*** в размер на 386 хил. лв., спрямо отчетена ***загуба*** през 2018 г. в размер на 697 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби през 2019 г. бележат ръст спрямо предходната година с 13,82%;**
- **Разходите от оперативната дейност нарастват със 7,96%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура, може да се направи извода, че през 2019 г. „Топлофикация Враца“ ЕАД разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения. През текущата година дружеството не притежава собствени средства, с които да инвестира в нови дълготрайни активи и да покрива финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 36% собствен капитал и 64% привлечен капитал, а за 2018 г. е 39%% собствен капитал и 61% привлечени средства.

<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 – 32,52 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	Димензия	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%	

4. Емитирани CO_2 – 43 155 т.

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 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) – 183,28 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 183,28 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 93,85 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,70 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 16 358 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 859 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 888 хил. лв. и променливи – 10 971 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 10 049 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. „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново

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./knm^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 m^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%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	2,106	1,558	2,213	2,287	74	3.34%	181	8.59%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	154	135	168	154	-14	-8.33%	0	0.00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	607	237	611	737	126	20.62%	130	21.42%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	549	520	577	549	-28	-4.85%	0	0.00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	106	101	106	106	0	0.00%	0	0.00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	106	97	106	106	0	0.00%	0	0.00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.		4			0	0.00%	0	0.00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	690	565	751	741	-10	-1.33%	51	7.39%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	410	318	388	410	22	5.67%	0	0.00%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	601.92	601.99	603.51	611.27	8	1.29%	9	1.55%
III.	Цена на биомаса	лв./t	160.00	144.36	145.00	145.00	0	0.00%	-15	-9.38%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	607	237	611	737	126	20.62%	130	21.42%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	583	220	585	657	72	12.31%	74	12.69%
I.2.	по преноса	хил. лв.	24	17	26	80	54	207.69%	56	233.33%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	100	31	0	0	0	0.00%	-100	-100.00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	80	26			0	0.00%	-80	-100.00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	20	5			0	0.00%	-20	-100.00%

„Топлофикация ВТ" АД

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	39 597	26 045	30 431	37 045	6 614	21,73%	-2 552	-6,44%
1.1.	гореща вода	MWh	39 597	26 045	30 431	37 045	6 614	21,73%	-2 552	-6,44%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	1 000	4 174	4 181	2 039	-2 142	-51,23%	1 039	103,90%
2.1.	гореща вода	MWh	1 000	4 174	4 181	2 039	-2 142	-51,23%	1 039	103,90%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,46%	13,81%	12,08%	5,22%	0	-56,81%	0	111,79%
3.1.	гореща вода	%	2,46%	13,81%	12,08%	5,22%	0	-56,81%	0	111,79%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	40 597	30 219	34 612	39 084	4 472	12,92%	-1 513	-3,73%
4.1.	гореща вода	MWh	40 597	30 219	34 612	39 084	4 472	12,92%	-1 513	-3,73%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ПТК	MWh	14 101	19 835	14 272	16 371	2 099	14,71%	2 270	16,10%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	22 469	9 232	17 698	21 114	3 416	19,30%	-1 355	-6,03%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 360	337	1 362	1 591	228	16,75%	-769	-32,60%
		%	10,50%	3,65%	7,70%	7,53%	0	-2,14%	0	-28,28%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	20 109	8 895	16 336	19 524	3 188	19,51%	-585	-2,91%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	20 109	8 895	16 336	19 524	3 188	19,51%	-585	-2,91%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	84 572	51 090	65 413	76 326	10 913	16,68%	-8 246	-9,75%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	63 688	26 189	45 080	55 577	10 497	23,29%	-8 111	-12,74%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ПТК	MWh	20 884	24 901	20 333	20 749	416	2,05%	-135	-0,65%
9	ОБЩА ефективност	%	75,31%	58,96%	75,11%	75,19%	0	0,11%	0	-0,16%
10	Топлинна ефективност	%	40,03%	23,71%	35,85%	37,20%	0	3,78%	0	-7,08%
11	Електрическа ефективност	%	35,28%	35,25%	39,26%	37,99%	0	-3,23%	0	7,69%
12	Топлинна ефективност на ВК§ПТК	%	67,52%	79,66%	70,19%	78,90%	0	12,41%	0	16,85%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	117	74	93	102	9	9,53%	-15	-12,94%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	203	216	213	199	-14	-6,37%	-4	-1,75%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	32 422	13 287	14 154	18 692	4 538	32,06%	-13 730	-42,35%
10.1.	гореща вода	МВтч	32 422	13 287	14 154	18 692	4 538	32,06%	-13 730	-42,35%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	7 175	12 758	16 277	18 353	2 076	12,75%	11 178	155,79%
		%	18,12%	48,98%	53,49%	49,54%	0	-7,38%	0	173,41%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	7 175	12 758	16 277	18 353	2 076	12,75%	11 178	155,79%
		%	18,12%	48,98%	53,49%	49,54%	0	-7,38%	0	173,41%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация ВТ” АД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 429	2 203	2 229	774	800
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	6 668	5 422	5 242	-1 246	-1 426
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**82**	**-2 192**	**-1 612**	-2 274	-1 694
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	8 179	5 433	5 859	-2 746	-2 320
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	20 109	16 336	16 336		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	20 109	16 336	16 336	-3 773	-3 773
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	32 422	14 154	14 154		
с гореща вода	МВтч	32 422	14 154	14 154	-18 268	-18 268
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
Ц преф.	лв/МВтч	246,45	246,45			
Ц инд	лв/МВтч	246,45	246,45			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	99,41	99,41			
РБА (ЕП)	хил.лв	2 300	2 300	2 300		
Собствен капитал	хил. лв.	1	1	1		
Дял на собствения капитал	%	0,01%	0,01%	0,01%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	6 912	6 912	6 912		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	6 912	6 912	6 912		
Дял на привлечения капитал	%	99,99%	99,99%	99,99%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,57%	3,57%	3,57%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	3,57%	-95,30%	-70,09%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-570731,56%**	**-413851,76%**		

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения годишен финансов отчет, „Топлофикация ВТ“ АД за 2019 г. отчита ***загуба*** в размер на 1 595 хил. лв., при ***загуба*** 1 615 хил. лв. за 2018 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия намаляват през 2019 г., спрямо 2018 г. с 2,63 %;**
- **Общите разходи от оперативна дейност намаляват през 2019 г. спрямо 2018 г. с 3,84%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и невъзможността дружеството да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2019 г., както и в края на 2018 г. остава влошена, и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

<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 – 32,78 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, както следва:

Показател	Димензия	природен газ	мазут	газьол	пелети, слама, дърв.чипс	биомаса
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%

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 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) – 213,51 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 213,51 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 124,08 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 86,54 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 7 229 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 7 162 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 482 хил. лв. и променливи – 5 680 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 071 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

<u>8. „Топлофикация-Разград“ ЕАД</u>

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“ ЕАД 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%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1,296	1,519	1,609	1,805	196	12.19%	509	39.29%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	306	437	431	413	-18	-4.18%	107	34.97%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	27	50	65	175	110	169.23%	148	548.15%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	494	486	515	544	29	5.63%	50	10.12%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	98	100	106	111	5	4.87%	13	13.43%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	91	93	99	104	5	5.21%	13	14.46%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	7	7	7	7	0	0.00%	0	0.00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	371	446	492	562	70	14.23%	191	51.48%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	275	380	397	440	43	10.83%	165	60.00%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	606	608	574	410	-164	-28.61%	-196	-32.31%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0.00%	0	0.00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	27	50	65	175	110	169.23%	148	548.15%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	25	22	20	140	120	600.00%	115	460.00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	2	28	45	35	-10	-22.22%	33	1650.00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	404	255	439	318	-121	-27.56%	-86	-21.29%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	266	198	382	170	-212	-55.50%	-96	-36.09%
II.2.	по преноса	хил. лв.	138	57	57	148	91	159.65%	10	7.25%

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	33 500	30 683	30 808	34 420	3 612	11,72%	920	2,75%
1.1.	гореща вода	MWh	33 500	30 683	30 808	34 420	3 612	11,72%	920	2,75%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	800	696	704	800	96	13,64%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	800	696	704	800	96	13,64%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,33%	2,22%	2,23%	2,27%	0	1,67%	0	-2,61%
3.1.	гореща вода	%	2,33%	2,22%	2,23%	2,27%	0	1,67%	0	-2,61%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	34 300	31 379	31 512	35 220	3 708	11,77%	920	2,68%
4.1.	гореща вода	MWh	34 300	31 379	31 512	35 220	3 708	11,77%	920	2,68%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	18 000	16 886	17 086	18 920	1 834	10,73%	920	5,11%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	16 900	15 274	14 725	16 500	1 775	12,05%	-400	-2,37%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 140	1 169	1 030	1 500	470	45,65%	360	31,58%
		%	6,75%	7,65%	6,99%	9,09%	0	29,98%	0	34,77%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	15 760	14 105	13 695	15 000	1 305	9,53%	-760	-4,82%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	15 760	14 105	13 695	15 000	1 305	9,53%	-760	-4,82%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	60 815	55 000	54 867	63 301	8 434	15,37%	2 486	4,09%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	42 000	37 784	36 506	42 000	5 495	15,05%	0	0,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	18 815	17 215	18 362	21 301	2 939	16,01%	2 486	13,21%
9	ОБЩА ефективност	%	77,14%	76,94%	77,92%	76,19%	0	-2,23%	0	-1,23%
10	Топлинна ефективност	%	36,90%	36,52%	37,59%	36,90%	0	-1,82%	0	0,00%
11	Електрическа ефективност	%	40,24%	40,42%	40,34%	39,29%	0	-2,60%	0	-2,37%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	95,67%	98,09%	93,05%	88,82%	0	-4,55%	0	-7,16%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	90	79	76	76	-1	-0,81%	-15	-16,37%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	180	184	185	193	8	4,37%	12	6,93%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	26 620	20 905	20 120	24 620	4 500	22,37%	-2 000	-7,51%
10.1.	гореща вода	МВтч	26 620	20 905	20 120	24 620	4 500	22,37%	-2 000	-7,51%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	6 880	9 778	10 688	9 800	-888	-8,31%	2 920	42,44%
		%	20,54%	31,87%	34,69%	28,47%	0	-17,93%	0	38,63%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	6 880	9 778	10 688	9 800	-888	-8,31%	2 920	42,44%
		%	20,54%	31,87%	34,69%	28,47%	0	-17,93%	0	38,63%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Разград” ЕАД

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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 295	1 609	2 520	314	1 225
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	4 565	3 717	3 792	-848	-773
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**104**	**-418**	**-1 238**	-521	-1 342
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	5 964	4 908	5 074	-1 055	-890
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	15 760	13 695	13 695		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	15 760	13 695	13 695	-2 065	-2 065
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	26 620	20 120	20 120		
с гореща вода	МВтч	26 620	20 120	20 120	-6 500	-6 500
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	224,85	224,85			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	224,85	224,85			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	90,91	90,91			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	2 896	2 896	2 896		
Собствен капитал	хил. лв.	1	1	1		
Дял на собствения капитал	%	0,09%	0,09%	0,09%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	1 068	1 068	1 068		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	1 068	1 068	1 068		
Дял на привлечения капитал	%	99,91%	99,91%	99,91%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,57%	3,57%	3,57%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	3,57%	-14,42%	-42,75%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-10440,90%**	**-37696,96%**		

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“ 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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход на „Топлофикация Разград“ ЕАД за 2019 г. е положителна стойност в размер на 1 025 хил. лв., формиран от реализираната ***загуба*** в размер на 1 201 хил. лв. и положителен друг всеобхватен доход за периода, нетно от данъци 2 226 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателен в размер на 1 728 хил. лв., формиран от ***загуба*** на стойност 1 728 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия и услуги намаляват през 2019 г., спрямо 2018 г. с 0,98%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2019 г., спрямо 2018 г. с 9,37 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, липса на достатъчно собствени оборотни

средства, с които да покрие текущите си задължения, но има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2019 г. справки по ЕССО за целите на регулирането с приложен одиторски доклад в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2019 г. приходите за дейността бележат ръст, спрямо предходната година с 378 хил. лв., както и е налице незначителен спад на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Образуване на цените

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 – 32,97 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 извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Разград“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 191,25 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 191,25 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 101,82 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,13 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
   - Необходими годишни приходи – 5 010 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 4 751 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 405 хил. лв. и променливи – 3 346 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 4 874 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. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

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.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	531	487	495	531	36	7.27%	0	0.00%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	120	130	124	120	-4	-3.23%	0	0.00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	190	180	188	190	2	1.06%	0	0.00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	70	60	60	70	10	16.67%	0	0.00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	56	55	59	56	-3	-5.08%	0	0.00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	55	54	58	55	-3	-5.17%	0	0.00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	1	1	1	1	0	0.00%	0	0.00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	95	62	64	95	31	48.44%	0	0.00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	15	69	60	26	-34	-56.67%	11	73.33%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	480.00	420.00	400.00	310.00	-90	-22.50%	-170	-35.42%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0.00%	0	0.00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	190	180	188	190	2	1.06%	0	0.00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	190	180	188	190	2	1.06%	0	0.00%
I.2.	по преноса	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	2 496	2 183	1 283	2 496	1 213	94,54%	0	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh	2 496	2 183	1 283	2 496	1 213	94,54%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	256	458	302	256	-46	-15,23%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	256	458	302	256	-46	-15,23%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	9,30%	17,34%	19,05%	9,30%	0	-51,18%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	9,30%	17,34%	19,05%	9,30%	0	-51,18%	0	0,00%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	2 752	2 641	1 585	2 752	1 167	73,63%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	2 752	2 641	1 585	2 752	1 167	73,63%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	2 027	1 985	1 025	1 997	972	94,83%	-30	-1,48%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	148	89	4	161	157	3925,00%	13	8,78%
		%	7,30%	4,48%	0,39%	8,06%	0	1965,91%	0	10,42%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	1 879	1 896	1 021	1 836	815	79,82%	-43	-2,29%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 879	1 896	1 021	1 836	815	79,82%	-43	-2,29%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	5 669				0	0,00%	-5 669	-100,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	5 669				0	0,00%	-5 669	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,78%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
10	Топлинна ефективност	%	44,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
11	Електрическа ефективност	%	35,76%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	148				0	0,00%	-148	-100,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	167				0	0,00%	-167	-100,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	1 584	1 636	1 145	1 640	495	43,23%	56	3,54%
10.1.	гореща вода	МВтч	1 584	1 178	843	1 384	541	64,18%	-200	-12,63%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	912	547	138	856	718	520,29%	-56	-6,14%
		%	36,54%	25,06%	10,76%	34,29%	0	218,84%	0	-6,14%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	912	547	138	856	718	520,29%	-56	-6,14%
		%	36,54%	25,06%	10,76%	34,29%	0	218,84%	0	-6,14%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	458	302	256	-46	-15,23%	256	0,00%
	гореща вода	MWh		458	302	256	-46	-15,23%	256	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Юлико Евротрейд“ ЕООД

Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.

„Юлико Евротрейд" ЕООД, съгласно представеният годишен финансов отчет за 2019 г., отчита нетна ***печалба*** в размер на 87 хил. лв., увеличена спрямо 2018 г., когато е в размер на 21 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага със собствени оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

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 52 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 252 MWh (10,10%), или с 860 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 – 33,65 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) – 298,90 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 298,90 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) –

60,31 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 – 2 244 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.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Овергаз мрежи” АД - ЛОЦ „Овча купел“

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ЕССО за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	213	225	241	12	28
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	261	182	170	-79	-91
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**54**	**-49**	**-29**	-103	-83
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	528	358	382	-170	-146
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	1 078	735	735		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	1 078	735	735	-343	-343
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	1 565	1 055	1 055		
с гореща вода	МВтч	1 565	1 055	1 055	-510	-510
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
Ц преф.	лв/МВтч	309,95	309,95			
Ц инд	лв/МВтч	309,95	309,95			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	123,41	123,41			
РБА (ЕП)	хил.лв	688	688	688		
Собствен капитал	хил. лв.	634	634	634		
Дял на собствения капитал	%	100,00%	100,00%	100,00%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	0	0	0		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	0	0	0		
Дял на привлечения капитал	%	0,00%	0,00%	0,00%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	0,00%	0,00%	0,00%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,78%	-7,12%	-4,22%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-6,41%**	**-3,79%**		

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.

Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.

Съгласно представения одитиран неконсолидиран годишен финансов отчет на „Овергаз мрежи“ АД за 2019 г. общият всеобхватен доход на дружеството е положителна величина в размер на 62 887 хил. лв., с реализиран друг всеобхватен доход на обща стойност 48 452 хил. лв., докато за предходната година общият всеобхватен доход също е положителна величина в размер на 24 571 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2019 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, отнасяща се за ЛОЦ „Овча купел“, от които е видно, че през 2019 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ отчита ***печалба*** от 39 хил. лв. и от дейността „пренос на топлинна енергия“ ***загуба*** от 68 хил. лв. или общо от регулираната дейност финансовият резултат е ***загуба*** от 29 хил. лв. при ***загуба*** за предходната година в размер на 17 хил. лв.

От анализа на данните могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на топлинна и електрическа енергия бележат незначителен спад през 2019 г. спрямо 2018 г. с 0,5%;**
- **Общите разходи за оперативната регулирана дейност нарастват през 2019 г. спрямо 2018 г. с 2,5%.**

Активите в регулираната дейност за 2019 г. са на стойност, както следва: нетекущи активи 622 хил. лв. и текущи активи 80 хил. лв., включващи основно вземания от клиенти и доставчици или общо 702 хил. лв.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 87% собствен капитал и 13% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 91% собствен капитал и 9% привлечени средства.

Образуване на цените

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 – 32,54 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 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) – 285,21 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 285,21 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 103,72 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 402 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 365 хил. лв., от които условно-постоянни – 221 хил. лв. и променливи 144 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

<u>11. „Топлофикация Русе“ ЕАД</u>

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:

<u>Производствени показатели</u>

<u>Електрическа и топлинна енергия</u>

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 Комплексното 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.

<u>Икономически показатели</u>

I. Разходи за основно гориво

Разчетите за цени на електрическа и топлинна енергия са изготвени при цена на въглища, определена както следва :

Очаквани доставки на въглища:

1. През периода от 01.03.2020 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%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	20,984	20,986	23,348	24,818	1,471	6.30%	3,834	18.27%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	4,907	4,989	5,244	5,506	262	5.00%	599	12.21%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	3,542	3,521	4,778	5,160	382	8.00%	1,618	45.69%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	5,894	5,883	5,998	6,612	615	10.25%	718	12.18%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1,447	1,507	1,588	1,719	131	8.25%	272	18.81%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1,440	1,499	1,580	1,711	131	8.29%	271	18.83%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	7	8	8	8	0	0.00%	1	14.26%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	5,194	5,086	5,740	5,820	80	1.40%	626	12.06%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2,222	2,307	2,503	2,628	125	5.00%	406	18.27%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	540.53	577.00	578.52	505.54	-73	-12.62%	-35	-6.47%
III.	Цена на въглища	лв./t	279.00	282.44	285.47	291.17	6	2.00%	12	4.36%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	3,542	3,521	4,778	5,160	382	8.00%	1,618	45.69%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	3,071	3,382	4,571	4,912	341	7.46%	1,841	59.95%
I.2.	по преноса	хил. лв.	471	139	207	248	41	20.00%	-223	-47.29%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	12,778	5,185	11,302	8,959	-2,344	-20.74%	-3,819	-29.89%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	12,478	4,861	10,730	7,341	-3,389	-31.58%	-5,136	-41.16%
II.2.	по преноса	хил. лв.	300	324	572	1,617	1,045	182.72%	1,317	439.15%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	496 549	528 598	480 101	554 124	74 022	15,42%	57 575	11,59%
1.1.	гореща вода	MWh	426 086	510 515	448 985	536 041	87 056	19,39%	109 955	25,81%
1.2.	пара	MWh	70 463	18 083	31 116	18 083	-13 033	-41,89%	-52 380	-74,34%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	174 867	92 663	110 030	95 471	-14 558	-13,23%	-79 396	-45,40%
2.1.	гореща вода	MWh	46 755	56 157	49 349	58 965	9 616	19,49%	12 210	26,11%
2.2.	пара	MWh	128 112	36 506	60 681	36 506	-24 175	-39,84%	-91 606	-71,50%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	26,04%	14,92%	18,64%	14,70%	0	-21,17%	0	-43,57%
3.1.	гореща вода	%	9,89%	9,91%	9,90%	9,91%	0	0,07%	0	0,22%
3.2.	пара	%	64,52%	66,87%	66,10%	66,87%	0	1,17%	0	3,66%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	671 416	621 261	590 131	649 595	59 464	10,08%	-21 821	-3,25%
4.1.	гореща вода	MWh	472 841	566 672	498 334	595 006	96 672	19,40%	122 165	25,84%
4.2.	пара	MWh	198 575	54 589	91 797	54 589	-37 208	-40,53%	-143 986	-72,51%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	313 053	268 904	276 789	279 720	2 930	1,06%	-33 334	-10,65%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	60 751	54 046	55 685	56 220	535	0,96%	-4 532	-7,46%
		%	19,41%	20,10%	20,12%	20,10%	0	-0,10%	0	3,57%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	252 302	214 858	221 104	223 500	2 396	1,08%	-28 802	-11,42%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	233 000	211 014	217 451	220 000	2 549	1,17%	-13 000	-5,58%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	19 302	3 844	3 653	3 500	-153	-4,19%	-15 802	-81,87%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 270 627	1 120 930	1 099 420	1 172 004	72 583	6,60%	-98 623	-7,76%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 270 627	1 120 930	1 099 420	1 172 004	72 583	6,60%	-98 623	-7,76%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	63,72%	71,15%	68,84%	71,15%	0	3,34%	0	11,66%
10	Топлинна ефективност	%	39,08%	47,16%	43,67%	47,28%	0	8,27%	0	20,99%
11	Електрическа ефективност	%	24,64%	23,99%	25,18%	23,87%	0	-5,20%	0	-3,13%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	217	224	214	225	12	5,46%	9	4,13%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	204	169	183	169	-14	-7,64%	-35	-17,35%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	319 644	340 066	302 331	356 512	54 181	17,92%	36 868	11,53%
10.1.	гореща вода	МВтч	276 006	328 933	283 193	345 379	62 186	21,96%	69 373	25,13%
10.2.	пара	МВтч	43 638	11 133	19 138	11 133	-8 005	-41,83%	-32 505	-74,49%
11	Технологични разходи - общо	MWh	176 905	188 532	177 770	197 612	19 842	11,16%	20 707	11,71%
		%	35,63%	35,67%	37,03%	35,66%	0	-3,69%	0	0,10%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	150 080	181 582	165 792	190 662	24 870	15,00%	40 582	27,04%
		%	35,22%	35,57%	36,93%	35,57%	0	-3,68%	0	0,98%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	26 825	6 950	11 978	6 950	-5 028	-41,98%	-19 875	-74,09%
		%	38,07%	38,43%	38,49%	38,43%	0	-0,16%	0	0,95%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Русе” ЕАД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Русе” ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	17 650	23 045	45 804	5 395	28 154
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	58 024	57 182	39 841	-842	-18 183
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**2 916**	**-8 079**	**3 218**	-10 994	302
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	78 590	72 148	88 863	-6 441	10 273
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	252 302	221 104	221 104		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	233 000	217 451	217 451	-15 549	-15 549
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	19 302	3 653	3 653	-15 649	-15 649
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	319 644	302 331	302 331		
с гореща вода	МВтч	276 006	283 193	283 193	7 187	7 187
с водна пара	МВтч	43 638	19 138	19 138	-24 500	-24 500
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	204,77	204,77			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	204,77	204,77			
Ц вп	лв/МВтч	132,92	132,92			
Ц гв	лв/МВтч	85,91	85,91			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	40 609	40 609	40 609		
Собствен капитал	хил. лв.	70 357	70 357	70 357		
Дял на собствения капитал	%	84,40%	84,40%	84,40%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	13 000	13 000	13 000		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	13 000	13 000	13 000		
Дял на привлечения капитал	%	15,60%	15,60%	15,60%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,57%	3,57%	3,57%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,18%	-19,89%	7,92%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-20,62%**	**7,86%**		

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ ЕАД предварителен годишен финансов отчет за 2019 г. текущият финансов резултат е ***печалба*** в размер на 3 218 хил. лв., при ***печалба*** от 1 902 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2019 г. бележат ръст спрямо предходната година с 0,5%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 8,6%.**

Коефициентът на обща ликвидност за 2019 г. е 1,19, което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година **е** 1,38, което означава, че дружеството може да осигури собствен финансов ресурс, с който да обезпечи финансиране в нови нетекущи активи.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,51, което означава, че дружеството не разполага с необходимите собствени средства за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 34% собствен капитал и 66% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 42% собствен капитал и 58% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2019 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2019 г. приходите за дейността бележат ръст, спрямо предходната година с 1 321 хил. лв., в т. ч. от топлинна енергия 1 961 хил. лв.,

електрическа енергия -668 хил. лв. и други 27 хил. лв.

Образуване на цените

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 със 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 – 33,34 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. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	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 **емитирани $C0_2$, t**		**102 969** 195 398,8	**98,00** 303,4	**823,00** 1 565,6	**112 968** 0,0	**197 268**

4. 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.

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) – 205,49 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 205,49 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 116,06 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,72 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 82,14 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 73 336 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 71 320 хил. лв., от които условно-постоянни – 19 471 хил. лв. и променливи – 51 849 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 41 142 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%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	25,756	24,055	25,543	27,154	1,611	6.31%	1,398	5.43%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	6,926	6,816	6,816	6,816	0	0.00%	-110	-1.59%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	2,730	252	410	460	50	12.20%	-2,270	-83.15%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	7,724	10,612	11,399	12,173	774	6.79%	4,449	57.60%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1,960	2,043	2,058	2,247	189	9.18%	287	14.64%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1,960	2,043	2,058	2,247	189	9.18%	287	14.64%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	6,416	4,332	4,860	5,458	598	12.30%	-958	-14.93%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	493	211	211	299	88	41.71%	-194	-39.35%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	536.55	560.00	560.00	491.53	-68	-12.23%	-45	-8.39%
III.	Цена на въглища	лв./t	70.38	63.82	63.82	69.22	5	8.46%	-1	-1.65%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2,730	252	410	460	50	12.20%	-2,270	-83.15%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	2,674	252	410	460	50	12.20%	-2,214	-82.80%
I.2.	по преноса	хил. лв.	56				0	0.00%	-56	-100.00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	5,415	3,667	3,667	6,315	2,648	72.21%	900	16.62%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4,335	3,505	3,505	5,890	2,385	68.05%	1,555	35.87%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1,080	162	162	425	263	162.35%	-655	-60.65%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	7	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	795 300	725 577	717 342	782 200	64 858	9,04%	-13 100	-1,65%
1.1.	гореща вода	MWh	378 900	362 483	343 668	367 800	24 132	7,02%	-11 100	-2,93%
1.2.	пара	MWh	416 400	363 094	373 674	414 400	40 726	10,90%	-2 000	-0,48%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	59 300	47 568	47 895	47 800	-95	-0,20%	-11 500	-19,39%
2.1.	гореща вода	MWh	59 300	47 568	47 895	47 800	-95	-0,20%	-11 500	-19,39%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	6,94%	6,15%	6,26%	5,76%	0	-7,99%	0	-17,00%
3.1.	гореща вода	%	13,53%	11,60%	12,23%	11,50%	0	-5,97%	0	-15,01%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	854 600	773 145	765 237	830 000	64 763	8,46%	-24 600	-2,88%
4.1.	гореща вода	MWh	438 200	410 051	391 563	415 600	24 037	6,14%	-22 600	-5,16%
4.2.	пара	MWh	416 400	363 094	373 674	414 400	40 726	10,90%	-2 000	-0,48%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	319 200	264 583	274 697	311 424	36 727	13,37%	-7 776	-2,44%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	75 564	67 198	67 765	75 089	7 324	10,81%	-475	-0,63%
		%	23,67%	25,40%	24,67%	24,11%	0	-2,26%	0	1,85%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	243 636	197 385	206 932	236 335	29 403	14,21%	-7 301	-3,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	232 608	189 335	192 695	218 135	25 440	13,20%	-14 473	-6,22%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	11 028	8 050	14 237	18 200	3 963	27,84%	7 172	65,03%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 529 492	1 353 814	1 361 152	1 499 649	138 497	10,17%	-29 843	-1,95%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 529 492	1 353 814	1 361 152	1 499 649	138 497	10,17%	-29 843	-1,95%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	72,87%	73,14%	72,88%	72,93%	0	0,06%	0	0,08%
10	Топлинна ефективност	%	52,00%	53,60%	52,70%	52,16%	0	-1,03%	0	0,31%
11	Електрическа ефективност	%	20,87%	19,54%	20,18%	20,77%	0	2,90%	0	-0,49%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	270	233	225	218	-7	-3,04%	-52	-19,10%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	154	136	138	140	2	1,30%	-14	-8,93%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	617 100	541 879	538 847	605 500	66 653	12,37%	-11 600	-1,88%
10.1.	гореща вода	МВтч	200 700	178 785	165 173	191 100	25 927	15,70%	-9 600	-4,78%
10.2.	пара	МВтч	416 400	363 094	373 674	414 400	40 726	10,90%	-2 000	-0,48%
11	Технологични разходи - общо	MWh	178 200	183 698	178 495	176 700	-1 795	-1,01%	-1 500	-0,84%
		%	22,41%	25,32%	24,88%	22,59%	0	-9,21%	0	0,82%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	178 200	183 698	178 495	176 700	-1 795	-1,01%	-1 500	-0,84%
		%	47,03%	50,68%	51,94%	48,04%	0	-7,50%	0	2,15%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	-100,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	-100,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Перник” АД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Перник” АД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	20 401	25 543	28 997	5 142	8 596
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	48 738	53 370	35 458	4 632	-13 280
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**7 050**	**-14 847**	**-2 276**	-21 896	-9 326
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	76 189	64 066	62 179	-12 122	-14 010
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	243 636	206 932	206 932		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	232 608	192 695	192 695	-39 913	-39 913
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	11 028	14 237	14 237	3 209	3 209
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	617 100	538 847	538 847		
с гореща вода	МВтч	200 700	165 173	165 173	-35 527	-35 527
с водна пара	МВтч	416 400	373 674	373 674	-42 726	-42 726
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	182,15	182,15			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	182,15	182,15			
Ц вп	лв/МВтч	38,67	38,67			
Ц гв	лв/МВтч	72,19	72,19			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	95 264	95 264	95 264		
Собствен капитал	хил. лв.	92 538	92 538	92 538		
Дял на собствения капитал	%	96,07%	96,07%	96,07%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	3 788	3 788	3 788		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	3 788	3 788	3 788		
Дял на привлечения капитал	%	3,93%	3,93%	3,93%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,57%	3,57%	3,57%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,40%	-15,58%	-2,39%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-14,47%**	**-2,11%**		

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2019 г., „Топлофикация - Перник“ ЕАД отчита ***загуба*** в размер на 1 887 хил. лв., спрямо отчетена ***загуба*** през 2018 г. в размер на 2 003 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби през 2019 г. бележат спад спрямо предходната година с 6,23%;**
- **Разходите от оперативната дейност нарастват с 4,24%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура, може да се направи извод, че през 2019 г. „Топлофикация - Перник“ ЕАД разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения. През текущата година дружеството притежава собствени средства, с които да инвестира в нови дълготрайни активи, както и ще покрива финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 68% собствен капитал и 32% привлечен капитал, а за 2018 г. е 69%% собствен капитал и 31% привлечени средства.

<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 – 32,36 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(1000nm^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 $C0_2$,	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.**

4. 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.

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) – 186,53 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 186,53 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 97,10 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 72,06 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 58,04 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 84 429 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 79 349 хил. лв., от които условно-постоянни – 22 893 хил. лв. и променливи – 56 457 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 76 924 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

13. „Топлофикация Сливен“ ЕАД

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 Комлексно 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 %.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	12,280	11,444	12,299	13,733	1,435	11.66%	1,453	11.83%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1,440	1,428	1,428	1,428	0	0.00%	-12	-0.83%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	2,499	1,368	1,740	2,248	508	29.18%	-251	-10.05%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	4,377	4,697	5,049	5,402	352	6.98%	1,025	23.41%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1,098	1,179	1,267	1,356	88	6.98%	258	23.46%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1,098	1,179	1,267	1,356	88	6.98%	258	23.46%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2,866	2,772	2,814	3,300	486	17.27%	434	15.14%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1,451	1,020	1,197	1,579	382	31.91%	128	8.81%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3					0	0.00%	0	0.00%
III.	Цена на въглища	лв./t	84.61	73.71	83.82	77.36	-6	-7.71%	-7	-8.57%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2,499	1,368	1,740	2,248	508	29.18%	-251	-10.05%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	2,167	1,124	1,328	1,403	75	5.63%	-764	-35.27%
I.2.	по преноса	хил. лв.	332	244	412	845	433	105.10%	513	154.52%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	3,123	1,112	756	2,688	1,932	255.56%	-435	-13.93%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	2,143	729	405	1,843	1,438	355.06%	-300	-13.98%
II.2.	по преноса	хил. лв.	981	383	351	845	494	140.74%	-136	-13.84%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	353 086	355 349	349 965	352 265	2 300	0,66%	-822	-0,23%
1.1.	гореща вода	MWh	167 374	166 006	159 216	161 516	2 300	1,44%	-5 859	-3,50%
1.2.	пара	MWh	185 712	189 343	190 749	190 749	0	0,00%	5 037	2,71%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	5 300	6 374	3 894	7 200	3 306	84,88%	1 900	35,85%
2.1.	гореща вода	MWh	1 800	2 078	1 577	2 600	1 023	64,84%	800	44,44%
2.2.	пара	MWh	3 500	4 296	2 317	4 600	2 283	98,52%	1 100	31,43%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,48%	1,76%	1,10%	2,00%	0	82,00%	0	35,44%
3.1.	гореща вода	%	1,06%	1,24%	0,98%	1,58%	0	61,51%	0	48,90%
3.2.	пара	%	1,85%	2,22%	1,20%	2,35%	0	96,20%	0	27,30%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	358 386	361 724	353 859	359 465	5 606	1,58%	1 078	0,30%
4.1.	гореща вода	MWh	169 174	168 085	160 793	164 116	3 323	2,07%	-5 059	-2,99%
4.2.	пара	MWh	189 212	193 639	193 066	195 349	2 283	1,18%	6 137	3,24%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh		1 925			0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	181 931	181 051	177 751	180 972	3 221	1,81%	-959	-0,53%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	49 721	48 156	46 264	47 679	1 415	3,06%	-2 042	-4,11%
		%	27,33%	26,60%	26,03%	26,35%	0	1,22%	0	-3,60%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	132 210	132 895	131 487	133 293	1 806	1,37%	1 083	0,82%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	124 610	124 538	124 221	124 693	472	0,38%	83	0,07%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh		0			0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	7 600	8 357	7 266	8 600	1 334	18,35%	1 000	13,16%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	780 992	692 111	688 615	692 449	3 835	0,56%	-88 542	-11,34%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	780 992	689 796	688 615	692 449	3 835	0,56%	-88 542	-11,34%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	2 315	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	68,50%	77,48%	76,63%	77,01%	0	0,49%	0	12,41%
10	Топлинна ефективност	%	45,21%	51,24%	50,82%	50,87%	0	0,10%	0	12,52%
11	Електрическа ефективност	%	23,29%	26,25%	25,81%	26,14%	0	1,25%	0	12,19%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	83,14%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	254	222	225	223	-2	-0,80%	-31	-12,06%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	177	156	157	157	0	-0,10%	-20	-11,13%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	245 491	248 250	243 306	244 706	1 400	0,58%	-785	-0,32%
10.1.	гореща вода	МВтч	100 272	102 882	96 637	98 037	1 400	1,45%	-2 235	-2,23%
10.2.	пара	МВтч	145 219	145 368	146 669	146 669	0	0,00%	1 450	1,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	107 595	107 100	106 658	107 558	900	0,84%	-36	-0,03%
		%	30,47%	30,14%	30,48%	30,53%	0	0,19%	0	0,20%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	67 102	63 125	62 578	63 478	900	1,44%	-3 623	-5,40%
		%	40,09%	38,03%	39,30%	39,30%	0	-0,01%	0	-1,97%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	40 493	43 975	44 080	44 080	0	0,00%	3 587	8,86%
		%	21,80%	23,23%	23,11%	23,11%	0	0,00%	0	5,98%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Сливен“ ЕАД

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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	11 437	39 065	23 049	27 628	11 612
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	30 025	26 767	17 181	-3 258	-12 844
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**830**	**-22 973**	**733**	-23 803	-97
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	42 292	42 859	40 963	567	-1 329
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	132 210	131 487	131 487		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	124 610	124 221	124 221	-389	-389
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	7 600	7 266	7 266	-334	-334
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	245 491	243 306	243 306		
с гореща вода	МВтч	100 272	96 637	96 637	-3 635	-3 635
с водна пара	МВтч	145 219	146 669	146 669	1 450	1 450
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	188,78	188,78			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	188,78	188,78			
Ц вп	лв/МВтч	69,94	69,94			
Ц гв	лв/МВтч	80,50	80,50			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	23 176	23 176	23 176		
Собствен капитал	хил. лв.	1	1	1		
Дял на собствения капитал	%	0,28%	0,28%	0,28%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	357	357	357		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	357	357	357		
Дял на привлечения капитал	%	99,72%	99,72%	99,72%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,57%	3,57%	3,57%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	3,58%	-99,12%	3,16%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-30790,15%**	**-128,00%**		

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения предварителен годишен финансов отчет „Топлофикация Сливен“ ЕАД за 2019 г. е реализирало ***печалба*** в размер на 742 хил. лв., при отчетена ***загуба*** за предходната година в размер на 762 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от оперативна дейност нарастват през 2019 г., спрямо 2018 г. с 25%, в т. ч. ръстът на приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия е 21%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват с 21%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е отрицателна величина и в тази връзка може да се направи извода, че дружеството не разполага със собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Общата ликвидност за 2019 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е подобрена спрямо предходната година, като стойността показва, че все още е налице недостиг на оборотни средства за обслужване на текущите задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата финансова година е отрицателна величина. Тази стойност определя невъзможността

на дружеството да покрива със собствен ресурс, както краткосрочните така и дългосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството през 2019 г. е влошена в резултат на отчетения отрицателен финансов резултат и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2019 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2019 г. приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия бележат ръст, спрямо предходната година с 5 672 хил. лв. в т. ч. от топлинна енергия 908 хил. лв. и от електрическа енергия 4 764 хил. лв.

Образуване на цените

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 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) – 152,18 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 152,18 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 62,75 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 68,10 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 54,99 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 35 027 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 33 762 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 632 хил. лв. и променливи – 21 130 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 22 624 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

<u>14. „Топлофикация Габрово“ ЕАД</u>

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 т 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.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	2,993	2,614	2,653	2,910	257	9.69%	-83	-2.77%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	770	802	816	816	0	0.00%	46	5.97%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	430	351	330	421	91	27.58%	-9	-2.09%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1,199	900	950	1,075	125	13.16%	-124	-10.34%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	252	217	230	226	-4	-1.74%	-26	-10.32%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	252	217	230	226	-4	-1.74%	-26	-10.32%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	342	344	327	372	45	13.76%	30	8.77%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	60	53	56	115	59	105.36%	55	91.67%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3					0	0.00%	0	0.00%
III.	Цена на въглища	лв./t	161.03	91.77	139.60	179.00	39	28.22%	18	11.16%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	430	351	330	421	91	27.58%	-9	-2.09%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	330	276	240	346	106	44.17%	16	4.85%
I.2.	по преноса	хил. лв.	100	75	90	75	-15	-16.67%	-25	-25.00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2019г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	37 100	31 040	30 788	34 300	3 512	11,41%	-2 800	-7,55%
1.1.	гореща вода	MWh	37 100	31 040	30 788	34 300	3 512	11,41%	-2 800	-7,55%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	10 500	13 189	8 821	10 000	1 179	13,37%	-500	-4,76%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	10 500	13 189	8 821	10 000	1 179	13,37%	-500	-4,76%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	22,06%	29,82%	22,27%	22,57%	0	1,36%	0	2,33%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.2.	пара	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	47 600	44 229	39 609	44 300	4 691	11,84%	-3 300	-6,93%
4.1.	гореща вода	MWh	37 100	31 040	30 788	34 300	3 512	11,41%	-2 800	-7,55%
4.2.	пара	MWh	10 500	13 189	8 821	10 000	1 179	13,37%	-500	-4,76%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ПТК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	9 400	4 574	5 850	10 400	4 550	77,78%	1 000	10,64%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 800	0	15	3 200	3 185	21233,33%	400	14,29%
		%	29,79%	0,00%	0,26%	30,77%	0	11900,00%	0	3,30%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	6 600	4 574	5 835	7 200	1 365	23,39%	600	9,09%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	6 600	4 574	5 835	7 200	1 365	23,39%	600	9,09%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	71 255	58 782	54 223	65 793	11 570	21,34%	-5 462	-7,67%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	71 255	58 782	54 223	65 793	11 570	21,34%	-5 462	-7,67%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ПТК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	65,26%	60,59%	67,57%	67,94%	0	0,55%	0	4,11%
10	Топлинна ефективност	%	52,07%	52,81%	56,78%	52,13%	0	-8,18%	0	0,13%
11	Електрическа ефективност	%	13,19%	7,78%	10,79%	15,81%	0	46,51%	0	19,82%
12	Топлинна ефективност на ВК§ПТК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	464	589	429	415	-13	-3,12%	-49	-10,53%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	153	147	140	148	9	6,19%	-5	-3,20%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	34 400	16 307	16 725	23 000	6 275	37,52%	-11 400	-33,14%
10.1.	гореща вода	МВтч	34 400	16 307	16 725	23 000	6 275	37,52%	-11 400	-33,14%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	2 700	14 733	14 063	11 300	-2 763	-19,65%	8 600	318,52%
		%	7,28%	47,46%	45,68%	32,94%	0	-27,87%	0	352,68%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	2 700	14 733	14 063	11 300	-2 763	-19,65%	8 600	318,52%
		%	7,28%	47,46%	45,68%	32,94%	0	-27,87%	0	352,68%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Габрово” ЕАД

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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР за 01.07.2019-30.06.2020 г.	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2019-31.12.2019 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	2 231	2 653	2 962	422	731
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	2 914	2 700	2 376	-214	-538
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**92**	**-2 119**	**-2 448**	-2 212	-2 540
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	5 237	3 234	2 890	-2 004	-2 347
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	6 600	5 764	5 764		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	6 600	5 764	5 764	-836	-836
некомбинирана/невисокоефективна електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	34 400	16 395	16 395		
с гореща вода	МВтч	34 400	16 395	16 395	-18 005	-18 005
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	281,64	281,64			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	281,64	281,64			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	98,21	98,21			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	2 558	2 558	2 558		
Собствен капитал	хил. лв.	25	25	25		
Дял на собствения капитал	%	1,05%	1,05%	1,05%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	2 359	2 359	2 359		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	2 359	2 359	2 359		
Дял на привлечения капитал	%	98,95%	98,95%	98,95%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,57%	3,57%	3,57%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	3,61%	-82,86%	-95,70%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-6807,91%**	**-7910,16%**		

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

„Топлофикация Габрово“ ЕАД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2019 г., отчита ***загуба*** в размер на 2 448 хил. лв., при ***загуба*** за 2018 г. в размер на 1 698 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия намаляват през 2019 г. спрямо 2018 г. с 29%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2019 г. спрямо 2018 г. с 1,26%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал е отрицателна величина, което не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов

ресурс, също така не разполага със собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2019 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2019 г. общо от регулираната дейност дружеството има дългосрочни задължения към финансови институции в размер на 2 559 хил. лв., а в структурата на краткосрочните задължения, с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в общ размер на 8 470 хил. лв.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2019 г., както и в края на 2018 г. остава влошена и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

<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 ссі 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 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) – 291,14 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 291,14 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 201,71 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 97,44 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 5 097 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 038 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 452 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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения от „Когрийн“ ООД годишен финансов отчет за 2019 г. е видно, че дружеството отчита ***нетна печалба*** в размер на 382 хил. лв. спрямо 2018 г., когато е 1 019 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на продукция намаляват през 2019 г. спрямо 2018 г. с 38,92%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2019 г. спрямо 2018 г. с 4,51%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и невъзможността дружеството да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 3% собствен капитал и 97% привлечени средства спрямо края на 2018 г., когато е влошена и изцяло е с привлечени средства.

<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 – 33,51 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) – 177,70 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 177,70 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,27 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 557 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 190 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 511 хил. лв. и променливи – 679 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 11 192 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,28%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh

<u>17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“</u>

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%.

Образуване на цената

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 – 32,86 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) – 166,66 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 166,66 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 77,23 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 383 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 197 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 870 хил. лв. и променливи – 2 327 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 438 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 – 32,55 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) – 162,02 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 162,02 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 72,59 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 5 427 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 061 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 099 хил. лв. и променливи – 2 962 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 988 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh

19. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

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%.

Образуване на цената

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 – 32,99 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) – 191,63 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 191,63 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 102,20 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 296 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 152 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 224 хил. лв. и променливи – 928 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 426 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.

Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.

„Инертстрой - Калето“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2019 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 2 342 хил. лв. при 3 296 хил. лв. за 2018 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2019 г. се увеличават спрямо 2018 г. с 12,51%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2019 г. спрямо 2018 г. с 22,28 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 90% собствен капитал и 10% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства.

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 – 33,34 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) – 196,40 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 196,40 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,97 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

<u>21. ЧЗП „Румяна Величкова"</u>

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2019 г. ЧЗП „Румяна Величкова" отчита ***печалба*** в размер на 192 хил. лв. при ***печалба*** за 2018 г. 569 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на продукция са намалени през 2019 г. спрямо 2018 г. с 9,14%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени през 2019 г. спрямо 2018 г. с 5,08 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, наличие на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството остава почти непроменена и в края на 2019 г. е 74% собствен капитал и 26% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 78% собствен капитал и 22% привлечени средства.

<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 – 33,00 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) – 140,42 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 140,42 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 50,99 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 342 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 289 хил. лв., от които условно-постоянни – 336 хил. лв. и променливи – 953 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 951 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 075

MWh

22. „Алт Ко“ АД

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Финансовият резултат на „Алт Ко“ АД, съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2019 г., е ***печалба*** в размер на 460 хил. лв., която е увеличена спрямо 2018 г., когато е в размер на 332 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2019 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2019 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ е отчетена печалба след данъци в размер на 155 хил. лв., която се увеличава спрямо отчетената печалба през 2018 г., когато е 150 хил. лв., от нерегулирана дейност през 2019 г. дружеството също отчита печалба в размер на 305 хил. лв., увеличена спрямо отчетената в размер на 182 хил. лв. за 2018 г.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 95% собствен капитал и 5% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 98% собствен капитал и 2% привлечени средства.

<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 – 33,97 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) – 149,30 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 149,30 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 59,87 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 551 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 490 хил. лв., от които условно-постоянни – 653 хил. лв. и променливи – 837 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 082 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(1000nm^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.

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) – 163,71 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 163,71 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 74,28 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 69,73 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 115 754 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 110 920 хил. лв., от които условно-постоянни – 25 350 хил. лв. и променливи – 85 570 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 93 498 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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

„Солвей Соди“ АД, съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2019 г., отчита ***печалба*** в размер на 115 392 хил. лв., при отчетена ***печалба*** в размер на 135 679 хил. лв. за 2018 г.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна намаляват през 2019 г. спрямо 2018 г. с 3,21%;**
- **Себестойността на продажбите съща намаляват през 2019 г. спрямо 2018 г. с 0,15%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 84% собствен капитал и 16% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 87% собствен капитал и 13% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2019 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2019 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ отчита **загуба** в размер на 278 хил. лв. при отчетена **печалба** за 2018 г. в размер на 238 хил. лв. За 2019 г. задълженията на дружеството за регулираната дейност са текущи на стойност 38 767 хил. лв., от тях 17 753 хил. лв. провизии, следвани от задължения към клиенти и доставчици 12 874 хил. лв.

<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, NaCo3	натриев бикарбонат	антр. брикети	ниско реакц. въглища	антр. отсевки	петролен кокс	газьол	биомаса
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	104,4900	116,1500	0,0000	0,0000	45,1900	104,810	89,0100	0,0000	93,6599	74,1000	112,0000
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(1000nm^3)$	29,7913	25,7520	0,0000	0,0000	8,3315	24,0458	23,2301	0,0000	31,5550	41,9900	9,4640
3. Коефициент на окисление:	-	100,000%	100,00%	0,00%	0,00%	94,37%	100%	97,64%	0%	99,97%	100%	100,00%

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.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2019 г. реализира ***загуба*** в размер на 94 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за предходната година в размер на 1 380 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2019 г. се увеличават спрямо 2018 г. с около 87,50%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност без стойността на продадените активи се увеличават през 2019 г., спрямо 2018 г. с 18,80%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, липса на достатъчно собствени оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения, както и невъзможността дружеството да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 21% собствен капитал и 79% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 26% собствен капитал и 74% привлечени средства.

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 – 32,81 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:

Показател	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 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) – 162,61 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 162,61 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 73,18 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 84,59 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 11 889 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 11 472 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 877 хил. лв. и променливи – 8 595 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 499 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.*

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

„Декотекс“ АД съгласно представения одитиран неконсолидиран годишен финансов отчет за 2019 г. отчита ***печалба*** в размер на 271 хил. лв., която се увеличава спрямо 2018 г. когато е 258 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2019 г. намаляват спрямо 2018 г. с 32,25%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност през 2019 г., намаляват спрямо 2018 г. с 45,04%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 97% собствен капитал и 3% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 95% собствен капитал и 5% привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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 – 30,57 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) – 177,26 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 177,26 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 87,83 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 80,60 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 84,92 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 2 227 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 063 хил. лв., от които условно-постоянни – 784 хил. лв. и променливи – 1 279 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 954 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

<u>27. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД</u>

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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

„Енергиен център Зебра“ ЕООД съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2019 г. отчита ***загуба*** в размер на 385 хил. лв. увеличена, спрямо отчетената загуба за 2018 г. от 96 хил. лв. Ръстът на загубата е вследствие на ръста на общите разходи със 162% при ръст на приходите 63%.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е запазена, като тази на 2018 г., и е 90% собствен капитал и 10% привлечени средства.

<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 – 31,57 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) – 175,39 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 175,39 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,96 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,42 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 137,42 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

28. „Белла България“ АД

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.

Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.

„Белла България" АД е представило справки по ЕССО за 2019 г., от които е видно, че дружеството реализира от регулираната дейност ***загуба*** в размер на 840 хил. лв. с незначителен ръст спрямо предходната година, когато загубата е 769 хил. лв. Общо за 2019 г. от цялостната дейност за регулирана и нерегулирана дейност дружеството отчита ***печалба*** в размер на 14 346 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за предходната година от 15 920 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в справките от ЕССО, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия нарастват през 2019 г. спрямо 2018 г. с 4,13%;**
- **Оперативните разходи за регулираната дейност нарастват през 2019 г. спрямо 2018 г. с 6,21%.**
- **Общите нетните приходи от продажби бележат спад през 2019 г. спрямо 2018 г. с 2,11%, а общите разходи от оперативната дейност, без тези с корективен характер, намаляват през 2019 г. спрямо 2018 г. с 3,71%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, наличие на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 56% собствен капитал и 44% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 58% собствен капитал и 42% привлечени средства.

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 – 31,52 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) – 140,55 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 140,55 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 51,12 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 955 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 848 хил. лв., от които условно-постоянни – 845 хил. лв. и променливи – 1 003 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 920 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 352 MWh

<u>29. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД</u>

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 – 31,64 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) – 134,11 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 134,11 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 045 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 964 хил. лв., от които условно-постоянни – 400 хил. лв. и променливи – 564 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 468 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 450 MWh

30. „Овердрайв“ АД

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

Заниженте 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 (90ºC - 70ºC). 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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

„Овердрайв“ АД съгласно представения годишен финансов отчет за 2019 г. отчита ***печалба*** в размер на 90 хил. лв. при ***загуба*** за 2018 г. в размер на 169 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 85% собствен капитал и 15% привлечени средства спрямо края на 2018 г. с дял от 88% собствен капитал и 12% привлечени средства.

<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 – 31,84 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) – 315,43 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 315,43 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 566 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 535 хил. лв., от които условно-постоянни – 252 хил. лв. и променливи – 283 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 398 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>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

„МБАЛ-Търговище” АД съгласно представеният годишен финансов отчет за 2019 г. отчита ***загуба*** в размер на 1 225 хил. лв. при ***загуба*** 539 хил. лв. за 2018 г.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 21% собствен капитал и 79% привлечени средства, а в края на 2018 г. е 34% собствен капитал и 66% привлечени средства.

<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 – 31,61 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) – 351,79 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 351,79 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 215 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 183 хил. лв., от които условно-постоянни – 127 хил. лв. и променливи – 57 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 576 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 257 MWh

<u>32. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора</u>

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 – 32,93 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) – 208,75 лв./MWh
- индивидуални разходи за единица енергия – 208,75 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 321 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 317 хил. лв., от които условно-постоянни – 177 хил. лв. и променливи – 140 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 50 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,29%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 909 MWh.

<u>33. „Коген Загоре“ ЕООД</u>

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 – 30,57 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) – 148,73 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%.

Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.

„Оранжерии Петров дол“ ООД съгласно представения годишен финансов отчет за 2019 г. отчита ***загуба*** в размер на 165 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите за 2019 г., е видно, че общите приходи са 2 476 хил. лв., в т. ч. нетни приходи от продажба на продукция 2 027 хил. лв. и други приходи 448 хил. лв., от тях приходи от финансирания 308 хил. лв.

Общите разходи за оперативната дейност са 2 534 хил. лв. и разходи за лихви и други финансови разходи са 107 хил. лв. или общите разходи са 2 641 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и наличие на свободни оборотни парични средства, с които дружеството да обслужва текущите си задължения.

Образуване на цената

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 – 32,87 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) – 144,74 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 144,74 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 55,31 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

35. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

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.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2019 г.</u>

„ТЕЦ Бобов дол" ЕАД съгласно представения годишен индивидуален финансов отчет за 2019 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 2 194 хил. лв., която е увеличена спрямо предходната година, когато е 790 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2019 г. спрямо 2018 г. с 0,96%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2019 г. спрямо 2018 г. с 32,48%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, по отношение на показателя „обща ликвидност" е видно, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, както и възможността да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 77% собствен капитал и 23% привлечени средства спрямо края на 2018 г. с дял от 80% собствен капитал и 20% привлечени средства.

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 както следва:

Показател	**Димензия**	**суббитуминозни въглища**	**мазут**	**карбамид**	**тв. биомаса**	**отпадна дървесина**	**RDF**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	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%	
Количества горива	t	**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**

4. 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 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) – 156,69 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 156,69 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 67,26 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 73,71 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 205 546 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 197 212 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 837 хил. лв. и променливи – 176 375 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 152 915 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

Изказвания по т.2.:

Докладва И. Александров. На 20.02.2020 г. с писмо на Комисията за енергийно и водно регулиране до 37 дружества от сектор „Топлоенергетика“ са дадени традиционните годишни указания при какви условия да бъдат подготвени цените за следващия регулаторен период. С допълнително писмо е дадено указание и на „ТЕЦ Бобов дол“. С последващо писмо (в доклада са упоменати номер и дата) от 13 дружества в сектор „Топлоенергетика“ е поискано да представят всички съдебно присъдени приходи, които впоследствие се изваждат от разходите на дружествата. Поради факта, че дружествата от сектор „Топлоенергетика“ се регулират по метода *норма на възвръщаемост на капитала* е извършен регулаторен преглед, които е на база постъпилата информация от дружествата. В писмото е дадено указание заявленията да бъдат подадени до 01.04.2020 г. Дружествата са подали заявленията до тази дата и съответно топлофикациите са публикували в средствата за масова информация цените, които ще прилагат за своите потребители. В рамките на работната група е извършен регулаторен преглед, който включва три етапа. Първият е съпоставяне на прогнозни параметри, които са дадени в цените от миналата година и отчетените такива. Резултатите са показани в табличен вид в сектор „Топлофикации“. Направен е анализ на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на база дадена норма от 7% през миналата година и съответно получена в резултат на отчетните данни. Направен е анализ на общото финансово състояние на дружествата по данните на годишните финансови отчети. И. Александров каза, че иска да представи общата регулаторна рамка при която са направени корекциите на заявленията. По отношение на заявленията. Дружествата са направили своите заявления, като наистина част от тях са изпълнили указанието на Комисията да бъдат при цена на природния газ, която е действащата в момента. В резултат на това повишенията при някои дружества са били наистина огромни спрямо последващото намаление на природния газ. В общи линии цената в заявленията на топлинната енергия е била със средно 41,33% по-висока от действащите към момента цени. Цената на електрическата енергия е била 23,94% по-висока. Регулаторната рамка, която работната група спазва традиционно и тази година е следната:

По отношение на амортизациите. За производството и преноса е запазен срокът от предходния период: 15 години за производното и 35 години за преноса. По отношение на

разходите за ремонти. Тук отново, както и миналата година, работната група си е позволила да даде възможност на дружества, които имат изоставени ремонти, да имат до 50% повишение на разходите за ремонти, като прогнозни стойности в сравнение с отчетените такива. По отношение на разходите за заплати и съответните осигуровки. Комисията ги е запазила на ниво на отчетените такива. Направен е анализ дали дружествата са спазили през миналата година съответната рамка по отношение на заплатите. Резултатите са описани в доклада. По отношение на нормата на възвръщаемост на собствения капитал. Работната група предлага да бъде намалена от 7% на 5% и са изложени съответните мотиви в тази посока. По отношение на нормата на привлечения капитал. Принципът е запазен в годините – лихвите по привлечения капитал са коригирани на ниво от 3,24, колкото е процентът към 31.12.2019 г. на БНБ.

И. Александров каза, че ще влезе в по-големи подробности по отношение на горивата и начина, по който те влизат в цените. По отношение на количествата горива. Отново не са позволявани разходни норми, които са по-високи от тези, които са вече отчитани и са сравнени с нормите за високоефективно комбинирано производство. По отношение на цените. Въглищните централи са със запазени цени на горивата. Почти всички от тях са искали повишение. Запазени са на нивото на представените разходни документи, фактури и др. По-интересно е отношението на работната група по отношение на микса горива, който е предимно на въглищните централи. Всички въглищни централи са предложили работа предимно на основно гориво въглища. И. Александров каза, че има предвид големите количества ВЕИ, които са отчетени през миналата година и съответно показани в доклада пред МОСВ за изтеклата година. Работната група никъде не е допуснала изгарянето на RDF отпадъци. Количествата горива от ВЕИ (това са предимно слънчогледови люспи и селскостопански продукти) са на нивото на отчетените в доклада на МОСВ от миналата година и съответно са добавени допълнително въглища, колкото разходните норми да не превишат тези, които са отчетени. При тези нови, коригирани миксове от горива с три периметъра на верификационните доклади се изчислени съответстващите емисии. Тези емисии са остойностени по цена на емисиите от 22 евро на тон (миналата година цената е била 25 евро). По този начин са получени разходите за емисии. Много важен и съществен елемент тази година за цените е това, че дружествата не разполагат с безплатни емисии, които да бъдат извадени от необходимите емисии, които са за предстоящата година. И. Александров уточни, че през миналата година за „Топлофикация София“ Комисията е приела 29 млн., а тази година са 55 млн. На другите дружества пропорцията е горе-долу същата, т.е. един основен натиск върху цените през тази година е това, че дружествата не разполагат с безплатни квоти и всички трябва да си ги закупуват. По отношение на разхода за природен газ. Последната цена на природния газ, при която е направена корекцията на миналогодишните ценообразуващи елементи е от първи май. Тя е 22,35 лв./МВтч. Преди това е имало едно понижение от 42,78% на цената на природния газ. Понижението на топлинната енергия от първи април е било с 21,84%. Последвало е понижение на природния газ с 11% от първи май. Понижението на цената на топлинната енергия е било от порядъка на 5,5%. В момента, поради промените в договора, по който „Булгаргаз“ закупува от „Газпром“ (формулата предполага да бъде взета предвид хъбова компонента и да бъде отчетена тенденцията в изменението на цените на горивата мазут и газьол), това нещо е описано подробно, както е прието в промените в Наредбата. Взети са за четири тримесечия (трето и четвърто на 2020 г. и първо и второ на 2021 г., т.е. тези, които обхващат целия ценови период). Фючърсите на холандския хъб TTF са описани подробно в доклада. Те са коригирани с тенденцията за изменение на горивата на мазута и газьола. Така средната цени при която се получава природния газ е 31,58 лв./МВтч. Тя представлява 30% покачване на цената на природния газ в сравнение с момента действащата от 22,35 лв., т.е. цените в момента са представени с 30% по-висока цена на природния газ. Тази цена на природния газ от 31,58 лв. е претеглена през конкретното потребление на всяко дружество през отделните месеци на ценовия период. Цените по тримесечие са претеглени през количествата. Така за всяко

дружество е изчислена средно претеглена индивидуална цена. Към тази цена са добавени цена за пренос и достъп, според това къде се намира на мрежата в България. На дружествата, който са на газоразпределителната мрежа е добавена и цената за разпределение. При получената по този начин цена са калкулирани цените. При всички увеличения на разходите за емисии, които са основен фактор, който повишава цените, тази рамка (при запазване цената на газа каквато е към момента) е с 6 млн. по-малко. В изменението на цени на топлинна и електрическа енергия, топлинната енергия пада с 2,22%, а електрическата енергия се повишава с 0,61%. Това, което е представено е по-високо от сега действащото само благодарение на цената на природния газ. При падането с 42% на цената на природния газ през миналата година, топлинната енергия е паднала с 21%. При покачването на цената на природния газ в момента (при равни условия), цената на топлината енергия се покачва с 15%, т.е. сегашната рамка е много по-свита по отношение на другите ценообразуващи елементи в сравнение със старата. Премиите на тези цени са изчислени при средно пазарна цена на електрическата енергия от 89,43 лв./МВтч. Това е по-отношение на цените като цяло. Прави впечатление, че на „Топлофикация София“ , като най-голяма топлофикация, има значително повишение на цените. Това се дължи както на емисиите, така и на това, че в дружеството е влязла в експлоатация инвестиция в „ТЕЦ Изток“, която е на стойност над 20 млн. лв. Съответстващите амортизации плюс активите на тази стойност са в цените.

И. Александров каза, че ще отговори на въпроси за конкретни дружества и прочете проекта на решение, който работната група предлага. На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията:

1. Да приеме доклада.

2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите. Откритото заседание да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.

С. Тодорова запита при каква цена на природния газ окончателно ще бъдат приети цените.

И. Александров отговори, че в таблица в началото на доклада са изложени цените по тримесечия: за трето и четвърто, както и за първо и второ на следващата година. Средната цена е 31,58 лв./МВтч. Сравнено с действащата към момента цена, която е 22,35 лв., това е повишение с 30%.

С. Тодорова запита дали тези цени, които в момента са изчислени, са с тази прогнозна цена или са с действащата в момента.

И. Александров отговори, че това е средната цена, а на база тримесечията са изчислени индивидуални цени, като са претеглени през потребленията на дружествата. Индивидуалните цени варират: 32, 33, 31 и са около тази средна, която е 31 лв./МВтч. При тези цени са изчислени сегашните цени.

С. Тодорова запита ще има ли корекции в цената на природния газ при окончателното приемане.

П. Младеновски отговори, че най-вероятно ще има корекции при окончателното приемане на цените от първи юли, тъй като в момента при изчисляването на прогнозната цена на природния газ работната група е работила с данни за фючърсни сделки на TTF, които са били актуални преди десет дни. Към момента има едно забавяне във възстановяването на икономиката и съответно в цените на газа. Към днешна дата действително има по-ниски отчетени нива. Има по-ниски нива на природния газ специално за Q3 с около 2-3 евро над стойността, която е използвана. Ако тази тенденция продължи, най-вероятно използваната прогноза ще бъде променена в окончателното решение. Цената за регулаторния период ще бъде по-ниска от тази, която е използвана в

момента в доклада. Ще се вземат стойностите, които са възможно най-близко към датата на изпращането на решението на членовете на Комисията.

С. Тодорова каза, че има една бележка: вторият параграф след таблицата на стр. 9 трябва да се раздели на няколко изречения, защото в момента е неразбираем. Той е твърде дълъг и има твърде много вметнати изречения. Не е ясно кое за кое се отнася.

И. Александров отговори, че ще бъде направена корекция.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари по доклада.

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание по т. 2 от проекта на решение на 04.06.2020 г. от 10:00 часа. При публикуването на доклада да се съобщи, че срокът за представяне на становищата ще изтече в 16:00 часа на същия ден. Закритото заседание за приемане на проект на решение ще се проведе на 05.06.2020 г. от 10:00 часа. Общественото обсъждане ще се проведе на 09.06.2020 г. от 10:00 часа. Закритото заседание за приемане на решение ще се проведе на 01.07.2020 г. от 13:00 часа.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-423 от 22.05.2020 г. относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2020 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2020 г. от 10:00 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи дружествата в сектор „Топлоенергетика“ или други, упълномощени от тях представители на дружествата;

5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

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 разгледа доклад относно **утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.**

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, съответно на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия на преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 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 (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.

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 6 търга, за различни периоди от следващия регулаторен период, но основно на продукти с отклонения:

Дата	***Среднопретеглена цена***	***Период на доставка и отклонения***	***Товар MW***
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[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].

Фючърсите за българския пазар за трето тримесечие на 2020 г. (Q3 2020) са на нива от 45,31 €/MWh (88,62 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2020 г. (Q4 2020) са на нива от 49,05 €/MWh (95,93 лв./MWh) или за второто полугодие на 2020 г. (H2 2020) цената следва да е около 47,18 €/MWh (92,28 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 за Q3 2020 са на нива от 47,41 €/MWh (92,73 лв./MWh), за Q4 2020 – 50,20 €/MWh (98,18 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 48,81 €/MWh (95,45 лв./MWh), за Q1 2021 липсват сделки, а за Q2 2021 цените са 41,17 €/MWh (80,52 лв./MWh).

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 44,91 €/MWh (87,84 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,45 €/MWh (94,76 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 46,68 €/MWh (91,30 лв./MWh), за Q1 2021 – 51,28 €/MWh (100,29 лв./MWh), за Q2 2021 – 40,77 €/MWh (79,74 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 46,03 €/MWh (90,02 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX за Q3 2020 са на нива от 44,83 €/MWh (87,68 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,45 €/MWh (94,76 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 46,64 €/MWh (91,22 лв./MWh), за Q1 2021 – 50,55 €/MWh (98,87 лв./MWh), за Q2 2021 – 40,83 €/MWh (79,86 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 46,03 €/MWh (89,36 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 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

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

[9] https://hudex.hu

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.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	95,65 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (р.2/р.1)	1,03044
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)**	**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.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	97,14 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (р.2/р.1)	1,04650
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)**	**94,18 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.

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 Kc (p.2/p.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 (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.

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 (p.2/p.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 (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.

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 (p.2/p.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 (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.

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 (p.2/p.1)	1,01061
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 (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.

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 (p.2/p.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 (p.3*p.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. 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
1	Нетна електрическа енергия	MWh	15 186 584	15 186 584
2	Променливи разходи	хил.лв.	209 668	208 252
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	571 222	560 540
4	Възвръщаемост	хил.лв.	62 904	62 904
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	843 793	831 696
6	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. 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 показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	2 850 000	3 288 210
2	Променливи разходи	хил.лв.	108 024	108 024
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	107 532	106 279
4	Възвръщаемост	хил.лв.	65 229	65 229
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	215 556	214 303
6	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 214 303 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-Декември 2019	1 439 896	157,17	135,30	21,87	31 491
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. 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
1	Нетна електрическа енергия	MWh	7 416 175	7 416 175
2	Променливи разходи	хил.лв.	711 277	694 094
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	255 786	246 277
4	Възвръщаемост	хил.лв.	67 857	67 857
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	1 034 920	1 008 228
6	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 – 118,71 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. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 203 082 хил. лв. на 192 538 хил. лв., като разходите за квоти парникови газове са преизчислени по цена от 22,00 €/тон. Разходи по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ не са признати предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за вноски по ал. 1.

Необходимият оборотен капитал е коригиран от 69 157 хил. лв. на 25 231 хил. лв., с оглед на което и РБА, част от която е оборотният капитал, е преизчислена от 197 903 хил. лв. на 153 977 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.

НВ на собствения капитал е коригирана на 5%, какъвто е размерът на НВ, използван за производителите от сектор „Електроенергетика“.

Разходите за заплати, разходите за осигуровки, социалните разходи и тези, свързани с дейността по лицензията, са коригирани 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
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 870 000	1 870 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	203 082	188 406
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	25 584	21 844
4	Възвръщаемост	хил.лв.	15 125	8 498
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	243 792	218 748
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	130,37	116,98

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 116,98 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 218 748 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 31.03.2019 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. от ,ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-47-25 от 22.05.2020 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-47-25 от 19.05.2020 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и с вх. № Е-13-47-25 от 21.05.2020 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

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.	369 815	413 233	220 224	10 787	**1 014 059**
август 2020 г.	381 561	436 335	230 308	11 460	**1 059 664**
септември 2020 г.	362 198	371 587	203 000	7 931	**944 716**
октомври 2020 г.	429 147	368 684	222 988	1 759	**1 022 578**
ноември 2020г.	483 078	441 536	263 417	788	**1 188 819**
декември 2020 г.	638 226	599 969	340 780	1 085	**1 580 060**
януари 2021 г.	693 920	633 735	392 618	1 409	**1 721 682**
февруари 2020 г.	581 676	534 111	325 496	1 307	**1 442 590**
март 2021 г.	500 212	484 933	283 104	1 176	**1 269 425**
април 2021 г.	451 024	407 281	266 424	2 603	**1 127 332**
май 2021 г.	409 022	364 266	216 907	4 713	**994 908**
юни 2021 г.	366 738	373 068	205 655	9 592	**955 053**
07.2020 г. – 06.2021 г.	**5 666 617**	**5 428 738**	**3 170 921**	**54 610**	**14 320 886**

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 33 410 094 MWh, от които 14 320 883 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 %**
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	54,77	90,00	-39,14%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	85,01	90,00	-5,54%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	135,95	90,00	51,06%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	116,98	90,00	29,98%

Видно от горната таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „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 е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. За последните две дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по-горе по т. II. тяхната регулирана цена би била с повече от 10 на сто 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 и ВЕЦ, собственост на НЕК 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.

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
1	„Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 468 800	3 434 112	34 688
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 167 990	5 116 310	51 680
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 1 MW	384 852	384 852	0
4	Топлофикационни и заводски централи	8 362	8 260	102
5	**Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ**	**9 030 004**	**8 943 534**	**86 470**
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	4 280 000	4 280 000	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 288 210	1 097 349	2 190 861
8	**Общо количество енергия реализирано от НЕК ЕАД**	**16 598 214**	**14 320 883**	**2 277 330**

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								
		Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ 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
юли.20	**Общо**	**203 678**	**350 000**	**357 120**	**267 840**	**433**	**36 109**	**1 215 179**
	Регулиран пазар	24 564	350 000	347 120	255 840	427	36 109	1 014 059
	Свободен пазар	179 115	0	10 000	12 000	5	0	201 120
авг.20	**Общо**	**238 582**	**350 000**	**357 120**	**282 720**	**423**	**31 939**	**1 260 784**
	Регулиран пазар	59 467	350 000	347 120	270 720	418	31 939	1 059 664
	Свободен пазар	179 115	0	10 000	12 000	5	0	201 120
сеп.20	**Общо**	**198 686**	**350 000**	**208 800**	**367 200**	**514**	**25 115**	**1 150 315**
	Регулиран пазар	9 781	350 000	204 112	355 200	507	25 115	944 715
	Свободен пазар	188 906	0	4 688	12 000	6	0	205 600
окт.20	**Общо**	**212 260**	**149 000**	**357 600**	**506 600**	**714**	**17 755**	**1 243 928**
	Регулиран пазар	12 918	149 000	347 600	494 600	705	17 755	1 022 578
	Свободен пазар	199 341	0	10 000	12 000	9	0	221 350
ное.20	**Общо**	**253 621**	**446 400**	**208 800**	**489 600**	**773**	**15 226**	**1 414 420**
	Регулиран пазар	31 710	446 400	208 800	485 920	764	15 226	1 188 820
	Свободен пазар	221 911	0	0	3 680	9	0	225 600
дек.20	**Общо**	**261 381**	**699 360**	**357 120**	**476 160**	**908**	**16 251**	**1 811 180**
	Регулиран пазар	30 272	699 360	357 120	476 160	897	16 251	1 580 060
	Свободен пазар	231 109	0	0	0	11	0	231 120
яну.21	**Общо**	**238 587**	**714 240**	**357 120**	**520 800**	**907**	**24 428**	**1 856 082**
	Регулиран пазар	104 198	714 240	357 120	520 800	896	24 428	1 721 682
	Свободен пазар	134 389	0	0	0	11	0	134 400
фев.21	**Общо**	**254 095**	**530 880**	**295 680**	**456 960**	**827**	**34 788**	**1 573 230**
	Регулиран пазар	123 465	530 880	295 680	456 960	817	34 788	1 442 590
	Свободен пазар	130 630	0	0	0	10	0	130 640
мар.21	**Общо**	**377 152**	**237 760**	**282 340**	**490 380**	**855**	**44 676**	**1 433 164**
	Регулиран пазар	213 423	237 760	282 340	490 380	845	44 676	1 269 424
	Свободен пазар	163 730	0	0	0	10	0	163 740
апр.21	**Общо**	**376 080**	**187 200**	**244 800**	**482 400**	**782**	**46 069**	**1 337 331**
	Регулира	166 090	187 200	244 800	482 400	773	46 069	1 127 331

	н пазар							
	Свободен пазар	209 990	0	0	0	10	0	210 000
май.21	**Общо**	**338 941**	**92 360**	**223 200**	**484 080**	**730**	**49 277**	**1 188 588**
	Регулиран пазар	145 270	92 360	223 200	484 080	721	49 277	994 908
	Свободен пазар	193 671	0	0	0	9	0	193 680
юни.21	**Общо**	**335 146**	**172 800**	**219 100**	**343 250**	**496**	**43 221**	**1 114 013**
	Регулиран пазар	176 193	172 800	219 100	343 250	490	43 221	955 053
	Свободен пазар	158 954	0	0	0	6	0	158 960
юли 2020-юни2021	**Общо**	**3 288 210**	**4 280 000**	**3 468 800**	**5 167 990**	**8 362**	**384 852**	**16 598 214**
	Регулиран пазар	1 097 350	4 280 000	3 434 112	5 116 310	8 260	384 852	14 320 884
	Свободен пазар	2 190 860	0	34 688	51 680	102	0	2 277 330

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД и от преобладаващата част от енергията по чл. 93а и чл. 94 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 и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „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;

– НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 85,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 214 303 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 288 210 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата 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. Средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик („Миксова цена“)

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 14 320 883 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;

– 2 277 330 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
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	4 280 000	234 416	54,77
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 097 349	93 286	85,01
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 434 112	721 517	210,10
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 116 310	738 333	144,31
5	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	8 260	1 849	223,81
6	ВИ под 1 MW	384 852	117 615	305,61
7	**Средна покупна цена на обществения доставчик**	**14 320 883**	**1 907 015**	**133,16**

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 доклад с вх. № Е-Дк-423 от 22.05.2020 г

2. 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 3,99 лв./MWh.

3. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители

Във връзка с изложеното по т. 1 и т. 2 формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е представено в следващата таблица:

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 097 349	93 286	85,01
2	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	4 280 000	234 416	54,77
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 434 112	340 586	99,18
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 116 310	507 423	99,18
5	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	8 260	739	89,43
6	ВИ под 1 MW	384 852	35 373	91,91
7	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	14 320 883	1 211 822	84,62
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			3,99
9	**Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8)**			**88,61**

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, 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.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 88,61 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,99 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 268 973 хил. лв. и енергия – 14 320 883 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;

Приходите на фонда са оценени на 1 037 971 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 763 958 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (EEX) и трендът на повишение на цените на квотите.

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 276 781 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 в резултат на прилагането на § 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ,обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г.). В изпълнение на § 2, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., КЕВР е утвърдила цена на природния газ за периода 05.08.2019 г. – 31.08.2019 г. с Решение № Ц-15 от 08.05.2020 г., съответно: за периода 01.09.2019 г. – 30.09.2019 г. с Решение № Ц-16 от 08.05.2020 г., за периода 01.10.2019 г. – 31.10.2019 г. с Решение № Ц-17 от 13.05.2020 г., за периода 01.11.2019 г. – 30.11.2019 г. с Решение № Ц-18 от 13.05.2020 г., за периода 01.12.2019 г. – 31.12. 2019 г. с Решение № Ц-19 от 13.05.2020 г., за периода 01.01.2020 г. – 31.01.2020 г. с Решение № Ц-20 от 20.05.2020 г., за периода 01.02.2020 г. – 29.02.2020 г. с Решение № Ц-21 от 20.05.2020 г. и за периода 01.03.2020 г. – 31.03.2020 г. с Решение № Ц-22 от 20.05.2020 г. С тези решения и за съответните периоди КЕВР е утвърдила по-ниски цени на природния газ за лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, 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. В тази връзка дружествата в сектор „Топлоенергетика“ следва да възстановят на ФСЕС сума в прогнозен размер 25 485 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 29 800 хил. лв., следователно общият обем на излишъка следва да се оцени в размер на 76 710 хил. лв.

Посочените средства, на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 следва да се използват за компенсиране на извършени от обществения доставчик допълнителни разходи 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	13 143
5.	**Общо**	**76 670**

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	73 730
2.	Компенсация за предвидените облекчения по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници	16 445

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 947 796 хил. лв. (747 513 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 200 283 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.

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**	**1,33**
1	ФОНД	519 987	82 550	90,95	35 257	1,06
2	НЕК	158 447	23 461	90,95	9 050	0,27
II	**ВяЕЦ**	**1 313 551**	**240 625**	**83,45**	**131 009**	**3,92**
1	ФОНД	1 283 526	235 531	83,45	128 421	3,84
2	НЕК	30 025	5 094	83,45	2 589	0,08
III	**ФтЕЦ**	**1 240 879**	**604 413**	**94,96**	**486 579**	**14,56**
1	ФОНД	1 083 139	532 108	94,96	429 253	12,85

2	НЕК	157 740	72 304	94,96	57 325	1,72
IV	**Биомаса**	**292 392**	**98 962**	**90,01**	**72 644**	**2,17**
1	ФОНД	253 751	82 207	90,01	59 367	1,78
2	НЕК	38 640	16 755	90,01	13 277	0,40
V	**Общо ВЕИ**	**3 525 255**	**1 050 010**	**89,49**	**734 539**	**21,99**
1	ФОНД	3 140 403	932 396	89,19	652 298	19,52
2	НЕК	384 852	117 615	91,91	82 241	2,46

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	494 492	89,43	236 136	7,07
1	ФСЕС	2 880 559	492 620	89,43	235 012	7,03
2	НЕК ЕАД	8 362	1 871	89,43	1 124	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“**	**33 410 094**	**260 083**	**7,78**
1.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	33 410 094	384 778	11,52
1.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-	-
1.1.2.	НЕК ЕАД	33 410 094	384 778	11,52
1.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-124 696	-3,73
2	**ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“**	**33 410 094**	**157 656**	**4,72**
2.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	33 410 094	233 243	6,98
2.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-	-
2.1.2.	НЕК ЕАД	33 410 094	233 243	6,98
2.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-75 587	-2,26
3	**ВЕИ**	**33 410 094**	**144 003**	**4,31**
3.1.	Некомпенсирани разходи за ВЕИ	33 410 094	734 539	21,99
3.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	652 298	19,52
3.1.2.	НЕК ЕАД	33 410 094	82 241	2,46
3.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-590 536	-17,68
4	**Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**33 410 094**	**79 158**	**2,37**
4.1.	Некомпенсирани разходи за централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 410 094	236 136	7,07
4.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	235 012	7,03
4.1.2.	НЕК ЕАД	33 410 094	1 124	0,03
4.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-156 978	-4,70
5	**ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**	**33 410 094**	**640 900**	**19,18**

Съгласно чл. 34, ал. 6 и чл. 35, ал. 5 от ЗЕ невъзстановяемите разходи и тези за задължения към обществото се разпределят по прозрачен начин между всички крайни клиенти, включително ползващите електрическа енергия от внос, присъединени към

електроенергийната система, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи. Цената за задължения към обществото се изчислява върху цялото потребление на електрическа енергия в страната и съгласно чл. 35а от ЗЕ се заплаща от всички крайни клиенти, включително 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 19,18 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 4,31 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 19,18 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 4,31 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 2,37 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. Ценообразуващи елементи

2.1. 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 32 675 744 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	32 675 744
6	**Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС**	**лв./MWh**	**0,53**	**0,45**

2.2. 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 36 490 559 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 39 410 094 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	39 410 094

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. 2.3.

Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия		
	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	89 077	39 410 094
Производители с динамично променяща се генерация	6 599	2 919 535
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	82 478	36 490 559

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	82 478
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	31 659 350	36 490 559
3	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**2,79**	**2,26**

2.3. 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. 2.1. и т. 2.2. 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. 2.2.

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.	6 599
3	Възвръщаемост	хил. лв.	58
4	Необходими приходи	хил. лв.	15 417
5	Прогнозни количества	MWh	2 919 535
6	**Цена за достъп**	**лв./MWh**	**5,28**

2.4. 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 32 675 744 MWh, във връзка с изложеното в т. 2.1.

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 34 469 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 1 430 842 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	42 925
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	81 528	82 188
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	335 055
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	30 400 000	32 675 744
10	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**12,49**	**10,25**

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 32 675 744 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 82 478 хил. лв. и количества електрическа енергия 36 490 559 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 15 417 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 10,25 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 335 055 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 675 744 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.

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 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. 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 26 742 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.;

$Р_{t-2}$ – (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*А1 + 1,5*А2 + 0,5*А3)/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	101 792

3	Разходи за амортизации	61 734
4	Регулаторна база на активите	588 054
4.1.	Призната балансова стойност на активите	441 881
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	119 431
4.3.	Необходим оборотен капитал	26 724
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	39 223
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)**	**316 687**
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 – 0,00974 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03329 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 – 316 687 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. 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 25 387 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:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.\%}}{1 - ТР_{одоб.\%}} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.\%}}{1 - ТР_{одоб.\%}} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm Р_{t-2}$$

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	93 977
3	Разходи за амортизации	56 359
4	Регулаторна база на активите	630 461
4.1.	Призната балансова стойност на активите	509 140
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	95 934
4.3.	Необходим оборотен капитал	25 387
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	42 052
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)**	**301 803**
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 – 0,00910 лв./kWh;**

– **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03547 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 – 301 803 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 да се определя 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.

3.3.2. 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 19 068 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:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm Р_{t-2}$$

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.;

$Р_{t-2}$ – (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.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – 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.

P_{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	67 776
3	Разходи за амортизации	40 282
4	Регулаторна база на активите	263 147
4.1.	Призната балансова стойност на активите	188 024
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	56 056
4.3.	Необходим оборотен капитал	19 068
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	17 552

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)**	**211 017**
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 – 0,01278 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03502лв./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 – 211 017 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. 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:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1 - ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1 - ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm Р_{t-2}$$

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. *($И_1$)*	**2019 г. *($И_2$)***	**2020 г. *($И_3$)***
		отчет	**отчет**	**прогноза**
1	Инвестиции – общо	277	208	217
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	83	0	148
3	Нетна амортизация, An	5	23	48
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	189	185	8
5	Среден номинален размер на инвестициите $И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$	251		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния	335		

	период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*A_1 + 1,5*A_2 + 0,5*A_3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	24
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)	-26

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	384
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	- 26
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**3 329**
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 – 0,04401 лв./kWh,

необходими годишни приходи за третата ценова година от петия регулаторен период – 3 329 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., „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.

2.1.2 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	0,18376
- Дневна	0,11773
- Нощна	0,07786
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14921
- Нощна	0,07786
3. Една скала	**0,14921**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13514
- Нощна	0,05688
2. Една скала	**0,13514**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,20 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 645 953 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 – 0,01070 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03329 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., „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**	**Предложени цени,**	**Изменение**

	Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС	без ДДС, считано от 01.07.2020 г.	
	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.

„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 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	

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.**
	лв./kWh
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,17612
- Дневна	0,11570
- Нощна	0,07008
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13736
- Нощна	0,07008
3. Една скала	**0,13736**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13414
- Нощна	0,05400
2. Една скала	**0,13414**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,20 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 618 837 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 – 0,01070 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03547 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., „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. 3 и 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.

2.3.2. 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	0,18752
- Дневна	0,12733
- Нощна	0,07249
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14995
- Нощна	0,07249
3. Една скала	**0,14995**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13729
- Нощна	0,05379
2. Една скала	**0,13729**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,20 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 361 462 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 – 0,01070 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03502 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. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-77-6 от 16.04.2020 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

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	0,19265
- Дневна	0,10465
- Нощна	0,05175
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13098
- Нощна	0,05175
3. Една скала	0,13098
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13793
- Нощна	0,05130
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,20 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 4 950 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 – 0,01070 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 – 0,04401 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	-0,45%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	0,15%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	-1,69%

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	12,04%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**-0,55%**

Изказвания по т.3.:

Докладва П. Младеновски. По отношение на прогнозната пазарна цена, тя се отразява основно в доклада по т. 1 и т. 2 от дневния ред, където е отразено как е определена. Определена е въз основа на фючърсните сделки, тъй като форуърдни такива липсват на БНЕБ. Това, което се е случило като предлагане и съответно търсене на платформите търгове на БНЕБ, са обикновено продукти с отклонения, които, от една страна, не съвпадат точно с регулаторния период, а по-скоро за второ шестмесечие (има и по-дълги), но те няма как да отразят базовата цена, тъй като те са основно от отклонения, които не са по искане на купувача, а на продавача. Тоест това са едни продукти, които, когато ги купиш, не знаеш какво купуваш. В тази връзка са използвани фючърсните сделки на Европейската електроенергийната борса EEX за българския пазар „Ден напред“, но тъй като там няма достатъчно ликвидност, има предлагане и съответно има сключени сделки само и единствено за III и IV тримесечие на 2020 г., резултатите са съпоставени с фючърсните сделки за румънския и съответно за унгарския пазар на същата борса, където ликвидността е малко по-висока, както и фючърсните сделки на HUDEX за унгарския пазар. Анализ на тези сделки показва, че за един едногодишен отрязък III и IV тримесечие на 2020 г. и I и II на 2021 г., съвпадащ с регулаторния период, средната цена е около 90 лв./MWh - 93 лв./MWh. Имайки предвид отчетните данни за тази година на пазарите „Ден напред“, една съпоставка на пазарите „Ден напред“ в региона България, Румъния, Унгария, Чехия и Словакия, ясно е видно, че българският пазар върви най-скъп от всички тези пазари, като тук се счита най-високо постигната средна цена от началото на годината. В тази връзка няма как да се подхожда толкова консервативно, колкото се подхожда през предходни периоди, и би следвало да се отчетат реалностите, каквито са според П. Младеновски са най-добрите очаквания на борсовите участници, които предлагат тези продукти, а именно прогнозната пазарна цена да е на нива около 90 лв./MWh. В тази връзка тя е увеличена спрямо миналия регулаторен период с 1% - от 89 лв./MWh на 90 лв./MWh. Прилагайки ал. 2 на чл. 37а от Наредбата, който отразява коефициента за отделни производители, в тази връзка прогнозната пазарна цена, определена за ЕСО ЕАД, е повишена спрямо миналогодишната цена с 1,4%. На електроразпределителните дружества – с 1,4%. На топлофикациите е намалена с 1,17%, на слънчевата енергия е намалена с 1,44%, на вятърната с 0,83%, на ВЕЦ-овете е увеличена с 9,11%, на производителите от биомаса - с 2,43%. Следва да се отбележи, че разпоредбата на чл. 37, ал. 2 ясно казва как точно се изчислява коефициентът. Работната група замества данните от почасовите графици и няма как да влияе върху изменението на тези цени. Те са въз основа само и единствено на отчетни данни, които са предоставени от ЕСО ЕАД относно реализираните продажби и съответно пуснатите графици за предходната 2019 г.

По отношение на производителите, в КЕВР са постъпили заявления от производители за участие в регулиран пазар от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, НЕК ЕД (за ВЕЦ-вете), „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Подробно корекциите, които са извършени, са описани в доклада. Предложението на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е за цена от 55,56 лв./MWh. След извършените корекции, определената цена е в размер на 54,77 лв./MWh. При ВЕЦ-овете на НЕК ЕАД, поискали са 98,52 лв./MWh, определена им е цена в размер на 85,01 лв./MWh. По отношение на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, при заявени 139,55 лв./MWh, след извършени корекции същата е изчислена на 135,95 лв./MWh. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД при предложени 130,37 лв./MWh, същата е изчислена на 116,98 лв./MWh. При така изчислените цени се вижда, че две от дружествата („ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД) попадат под хипотезата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, съгласно която на дружества, чиято цена е по-висока с над 10% от прогнозната пазарна цена, няма как да бъде определена разполагаемост за регулирания пазар. По отношение на

така определената разполагаемост, квота за регулирания пазар съответно получават „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, ВЕЦ, собственост на НЕК ЕД, както и са определени количества за „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, както и малки количества от ВЕИ и ВЕЦ под 1 MW, топлофикационни и заводски централи с инсталирана мощност под 1 MW. Техният дял е изключително нисък. По отношение на количествата за крайните снабдители, имало е сериозно разминаване между предложените от дружествата количества и предложените от НЕК ЕАД количества, тъй като в последните две години действително съществува недостиг на електрическа енергия за регулиран пазар, тъй като крайните снабдители заявяват доста по-ниски количества от тези, които действително използват от НЕК ЕАД. Разликата в заявените количества - НЕК ЕАД е изчислила, че необходимите на крайните снабдители количества ще бъдат в размер на 14 900 496 MWh, докато крайните снабдители заявяват 13 329 453 MWh. Извършен е анализ на отчетните данни за 2019 г. на количествата, които крайните снабдители закупуват от обществения доставчик. Резултатът е количества в размер на 14 705 360 MWh. Изпратено е писмо до всички крайни снабдители за промяна на количествата, като е заявено, че тези количества са неприемливи. В резултат на това крайните снабдители са заявили нови количества в размер на 14 320 000 MWh, отчитайки тенденциите напоследък към по-ниски нива на свободния пазар и засилен интерес на клиенти, които са сменили доставчика си от свободен на регулиран пазар (сега отново излизат на свободен пазар). В доклада подробно е описана и помесечната разполагаемост. Цената на обществения доставчик, в сравнение с предходната година, е намалена от 89,60 лв./MWh на 88,61 лв./MWh, което в резултат на по-голямата квота на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, който сваля цената на обществения доставчик поради по-ниската си цена в сравнение с останалите. По отношение на цената за задължения към обществото, тя е определена в размер на 19,18 лв./MWh, намалена с около 0,40 лв./MWh спрямо предходния регулаторен период. Това е в резултата на намалението на премиите на топлофикационните дружества. П. Младеновски припомни, че миналата година са се признавали големи разходи за компенсация на американските централи, съответно на НЕК ЕАД за американските централи, заради квотите емисии, както и на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В момента няма заповед на министъра за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, което действа на цената за задължения към обществото в посока надолу. Преизчислено е количеството по заповед на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, тъй като в момента е в период на по-ниско потребление и на изключително ниски цени на пазар, НЕК ЕАД е намалила заявките към „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и цялото количество по заповедта няма да бъде изпълнено най-вероятно до края на регулаторния период. Компенсацията е коригирана в резултат на това от 97 млн. лв. на 60 млн. лв. Единствените компенсации, които са признати за обществения доставчик, са за предходната година, пак от заповед на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Две компенсации на обща стойност от порядъка на 3 400 хил. лв. и компенсация за разходи, свързани с постановени от КЕВР решения през предходния ценови период за утвърждаване на преференциални цени за електрическа енергия от комбинирано производство, т.е. падналите в съда решения за изминалите регулаторни периоди, които КЕВР е променила в резултат на влезли в сила съдебни решения, в размер на 13 143 хил. лв.

По отношение на ЕСО ЕАД, общата цена за пренос и достъп на ЕСО ЕАД се увеличава до 10,70 лв./MWh при предложени от дружеството в размер на около 13 лв./MWh.

По отношение на електроразпределителните дружества е приложен подходът от Наредбата, тъй като те в момента са в регулаторен период. В Наредбата подробно е описано какво може само да се коригира. Извършена е корекция с инфлационен индекс, като е използвана инфлацията за 2019 г. от НСИ в размер на 3,1 %. Извършена е корекция с фактора Z и корекция на инвестициите. Там, където корекцията на инвестициите е положителна, не е отразена в необходимите приходи. Тази положителна стойност ще бъде взета предвид при финалната корекция за целия регулаторен период в следващата година.

При електроразпределителните дружества: ЕВН предлага цена за достъп на битовите потребители, която да се начислява като на стопанските в лв./kW/ден, в зависимост от инсталираната мощност. Това предложение, тази цена да е постоянна компонента, като тя е еднаква с цената на бизнес потребителите, не е прието от работната група, тъй като смята, че това е една фундаментална промяна в начина на ценообразуване, която дори да се възприеме, следва да бъде направена в началото на регулаторен период, тъй като в момента нито едно от дружествата не прилага такава цена по отношение на битовите, а само на небитовите потребители. Работната група счита, че една такава съществена промяна би следвало, преди да се приеме, да бъде широко обсъдена със заинтересованите страни, да се предприеме съответната информационна кампания сред потребителите. Другото по-съществено е, че вече и ЕНЕРГО-ПРО предлага да има такава цена за небитовите потребители, т.е. цената да бъде определена в лв./kW/ден. Там тече информационната кампания още от края на предходната година, уведомени са, изпратени са писма до всички небитови клиенти на дружеството. С оглед на това, че всички останали големи, без Златни пясъци, прилагат такава цена, такава е определена в лв./kW/ден за небитовите потребители на ЕНЕРГО-ПРО.

Предвид създалата се пандемична обстановка, количествата на пренесена енергия, както за предходния период за месеците от април до юни (при Златни Пясъци са изискани и отчетни данни за последния възможен месец), сериозно намаляват поради липсата на туристически сезон, както и прогнозата на дружеството за следващия туристически сезон. В тази връзка фактор Z там е много голям. При 2 700 хил. утвърдени необходими приходи, само корекцията за изминалия период е (плюс) 558 хил. лв., което за едно дружество като Златни Пясъци е огромна сума. Тоест недовзетият приход там е повече от 25%, както и количествата за следващия регулаторен период са намалени съществено - от 72 516 MWh до 57 904 MWh, което води до един сериозен ръст в цените на дружеството, като цената за достъп е двойна, а цената за разпределение на ниско напрежение е увеличена с 40,81%, което води до общ ръст за битовите абонати в размер на 52,52% в цените за пренос и достъп на Златни Пясъци. В тази връзка там единствено увеличението на крайните цени е по-високо, отколкото на останалите дружества.

При крайните снабдители пак е използван общ подход. Характерното за него е, че както всяка година, каквато е практиката на Комисията, разходи за енергийна ефективност и разходи за несъбираеми вземания не са признавани в цените на крайните снабдители. Крайният ефект като крайно изменение на цените на битовите потребители е за клиентите на „ЧЕЗ Електро България“АД крайната цена намалява с -0,45%, за клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД крайната цена се увеличава с 0,15%, за клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД крайната цена се намалява с -1,69% (тук се намалява единствено дневната тарифа с 2%, а нощната остава същата). За клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД крайната цена се увеличава с 12,04%. Среднопретегленото изменение е намаление на цените с -0,55%.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме доклада;

2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите;

3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.

И. Н. Иванов даде думата за въпроси и изказвания.

С. Тодорова направи коментар по отношение на крайните цени за битови потребители. Прави впечатление цената на нощната енергия, която от години е предмет на разговори дали не е прекалено ниска. Първо, в доклада липсва информация по отношение на формирането на тарифите, като цяло за този елемент е много оскъдна и не е ясно как е направена. С. Тодорова я смущава това, че се намалява на две дружества нощната тарифа,

която е по-ниска от цената на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. Все пак има някакъв разходен принцип в ценообразуването и за С. Тодорова не е ясно откъде ще си купят нощна енергия, след като трябва да я продават на цена по-ниска от тази на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, а да не говорим за цената на обществения доставчик. Цената му за енергия е 84 лв./MWh (средната цена). Имайки предвид най-евтината енергия, няма как да се получат сметките. Тоест регулаторът залага загуба от продажбата на нощна енергия.

П. Младеновски потвърди, че действително има загуба от продажбата на нощна енергия, но тя се компенсира с по-висока печалба от продажбата на дневна енергия. Когато има двутарифна структура, това е идеята. Винаги цената на обществения доставчик е една и съща. Дружествата губят от нощната и печелят повече от дневната и като цяло изкарват необходимите приходи. В противен случай цената трябва да е една, както някои търговци на пазара предлагат. Тя не е обвързана с борсовата цена. Действително е по-ниска, отколкото търговците могат да предложат на пазара. Именно заради това, тъй като не е конкурентноспособна, затова и част от крайните снабдители се притесняват, че ако излязат на пазара, те няма да могат да поддържат тези ценови нива, но в същото време ще могат да свалят дневната енергия. От доста време е налагано нощната енергия да бъде доста по-ниска от дневната и дружествата да печелят повече от дневната тарифа и да компенсират загубата от нощната, за стимулиране на нощното потребление. Тъй като в микса има повече базови централи, каквито са и американските централи с равен товар, и „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, така че би следвало поне на регулирания пазар да продължи това стимулиране на нощното потребление, за да може да се изглади поне малко профилът, който е на потребление на регулирания пазар, тъй като той се характеризира с ясно изявени пикове, които реално могат да се покриват само от ВЕЦ. Реално базата трябва да се трансформира през ПАВЕЦ, при което се пораждат и допълнителни разходи. П. Младеноски заключи, че цената е ниска, но смята, че дружествата по никакъв начин не са ощетени от това нещо.

С. Тодорова поиска да се даде начинът, по който са изчислени двете тарифи, за да се види ощетени ли са или не са, защото няма информация. С. Тодорова отново попита трябва ли да се намалява, да се направи 0 лв./MWh или 0,01 лв./MWh, за да се стимулира нощното потребление. Всичко това има някакви граници, които трябва да бъдат очертани. Тези общи неща за стимулиране и за компенсиране с дневната енергия – да се обясни защо и как е направено.

П. Младеновски отговори, че приходите, които дружеството реализира от двете цени, са равни на необходимите му приходи. Това ще бъде предоставено, за се убеди С. Тодорова, че дружеството не търпи загуби.

С. Тодорова попита защо точно с 0,21% е намалена нощната енергия на ЧЕЗ, защо с 1,29% на друго дружество. С. Тодорова иска да види логиката – защо се намалява на някои и защо с толкова.

П. Младеновски отговори, че логиката е, че когато са намаляват необходимите приходи, с еднакъв процент са намалени всички тарифи. Крайните цени са с еднакъв процент, освен на Енерго-Про, където действително ....

С. Тодорова каза, че не е вярно, че се намаляват с еднакъв процент тарифите.

П. Младеновски каза, че се отнася за крайните цени.

С. Тодорова отбеляза, че говори за дневна и нощна енергия. Защо примерно на ЧЕЗ се увеличава дневната с 0,18% и се намалява нощната с 0,21%? Това са действително минимални изменения, но защо е направено? Не е вярно, че са с еднакъв процент.

П. Младеновски повтори, че говори за крайните цени, които са изменени с еднакъв процент. Тоест крайната цена за потребителите на ЧЕЗ, включваща пренос, достъп, пренос високо напрежение, е намалена и дневна, и нощна с 0,45%. П. Младеновски каза, че ще изпрати информацията на С. Тодорова.

С. Тодорова е на мнение, че би трябвало да има сравнителна таблица и отбеляза, че това го казва всеки път. Ако някой иска да проследи как са изменени цените, трябва да си

извади информацията, да я нанесе в собствени таблици и да направи сравнение. Нейните сравнения показват нещо друго, а не това, което казва П. Младеновски.

И. Н. Иванов отбеляза, че П. Младеновски е поел ангажимент, че ще изпрати на С. Тодорова и на останалите комисари тази информация.

И. Н. Иванов установи, че няма други изказвания. Председателят насрочи провеждане на открито заседание на 04.06.2020 г. от 10:00 ч. Срокът за представяне на становищата е 16:00 ч. на същата дата. Закритото заседание за приемане на проект на решение ще се проведе на 05.06.2020 г. от 10.00 ч., общественото обсъждане - на 09.06.2020 г. от 11.00 ч. и закритото заседание за приемане на решение от Комисията - 01.07.2020 г. от 13.00 ч.

И. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, Комисията

Р Е Ш И:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-424 от 22.05.2020 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;
2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2020 г. от 10:00 ч.;
3. Определя срок за представяне на становища 16.00 часа на 04.06.2020 г.;
4. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;
5. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани упълномощени представители на заявителите;
6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

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 разгледа доклад относно **утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.**

Административното производство е образувано по подадено от Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ (ДП НКЖИ) 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 и писма с допълнителна информация с вх. № Е-13-147-2 от 15.04.2020 г., вх. № Е-13-01-9 от 15.04.2020 г. и вх. № Е-13-147-1 от 22.05.2020 г.

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. 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, размерът на таксите се определя от управителя на железопътната инфраструктура съгласно методика за изчисляване на инфраструктурните такси (пакет за минимален достъп), събирани от управителя на инфраструктурата, приета от Министерския съвет по предложение на министъра на транспорта, информационните технологии и съобщенията.

В заявлението си за утвърждаване на цени ДП НКЖИ посочва, че действащата до 30.06.2019 г. цена за разпределение на тягова електрическа енергия по железопътните мрежи е с включени разходи за поддръжка и ремонт, разходите за амортизации, разходите за механизация и разходите 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. С 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, тези разходи 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. дружеството предоставя допълнителна информация за отчетени количества пренесена електрическа енергия през мрежите на ДП НКЖИ за месец март 2020 г.

С писмо с вх. № Е-13-01-9 от 22.05.2020 г. във връзка с променената експлоатационна обстановка дружеството актуализира прогнозните количества на тягова електрическа енергия за месеците май и юни, подадени с писмо с вх.номер Е-13-147-1 от 30.03.2020 г. и писмо с вх.номер Е-13-01-9 от 08.04.2020 г.

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. Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 27 591 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 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 Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (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.

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 от НРЦЕЕ 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.

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.

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). В доклад с вх. № Е-Дк-424 от 22.05.2020 г. приет с решение по Протокол № 112 от 29.05.2020 г., т. 3 е изчислена прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 94,18 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа в размер на 10,70 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 19,18 лв./MWh.

За изчисление на цената за разпределение на тягова електрическа енергия за втората ценова година на третия регулаторен период е използвано количеството пренесена електрическа енергия, утвърдено с Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. на КЕВР, 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	2 568
3	Разходи за амортизации	9 412
4	Регулаторна база на активите	70 910
4.1.	Призната балансова стойност на активите	59 874
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	7 772
4.3.	Необходим оборотен капитал	3 264
5	Норма на възвръщаемост на капитала	1,15%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	815
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)**	**36 612**
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 0,13506 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 612 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

Изказвания по т.4.:

Докладва М. Трифонов. След анализ на данните във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи на ДП НКЖИ и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, Комисията прилага подход, аналогичен на подхода на електроразпределителните дружества. 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, експлоатационните и административни разходи за дейността, разходите за амортизации, разходи за балансиране, стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК, и среднопретеглената норма на възвръщаемост. Изчислената прогнозна пазарна цена е тази от предходния доклад на операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 94,18 лв./MWh плюс разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа в размер на 10,70 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 19,18 лв./MWh. Необходимият оборотен капитал е коригиран на 3 264 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ. 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.

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 0,13506 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 612 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага Комисията да вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да насрочи открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, на което да бъдат поканени представители на заявителя;
3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания. Председателят насрочи провеждане на открито заседание на 04.06.2020 г. от 10:00 ч. Срок за представяне на становища -16.00 часа на 04.06.2020 г. Закритото заседание за приемане на проект на решение - 05.06.2020 г. от 10.00 ч., общественото обсъждане - 09.06.2020 г. от 12.00 ч. и закритото заседание за приемане на решение от Комисията - 01.07.2020 г. от 13.00 ч.

И. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, Комисията

Р Е Ш И:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-425 от 22.05.2020 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2020 г. от 10:00 ч.;

3. Определя срок за представяне на становища 16.00 часа на 04.06.2020 г.;

4. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи ДП НКЖИ, или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

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.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-422 от 22.05.2019 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 1MW и над 1MW;

2. Приема проект решение за 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 1MW и над 1MW;

3. Насрочва обществено обсъждане на проекта по т. 2 на 08.06.2020 г. от 11:00 ч., което да се проведе по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. Датата и часът на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. Проектът по т. 2, ведно с доклада, да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране и на Портала за обществени консултации.

6. Определя 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с публикувания проект по т. 2 на Портала за обществени консултации.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-423 от 22.05.2020 г. относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2020 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2020 г. от 10:00 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи дружествата в сектор „Топлоенергетика“ или други, упълномощени от тях представители на дружествата;

5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-424 от 22.05.2020 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2020 г. от 10:00 ч.;

3. Определя срок за представяне на становища 16.00 часа на 04.06.2020 г.;

4. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани упълномощени представители на заявителите;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

По т.4. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-425 от 22.05.2020 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2020 г. от 10:00 ч.;

3. Определя срок за представяне на становища 16.00 часа на 04.06.2020 г.;

4. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи ДП НКЖИ, или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-422 от 22.05.2019 г. и 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 1MW и над 1MW

2. Доклад с вх. № Е-Дк-423 от 22.05.2020 г. относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2020 г.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-424 от 22.05.2020 г. относно утвърждаване на цени в сектор

„Електроенергетика“.

4. Доклад с вх. № Е-Дк-425 от 22.05.2020 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(С. Тодорова)

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирали:

(А. Фикова - главен експерт)

(Н. Косев - главен експерт)