П Р О Т О К О Л

№ 112

София, 01.07.2019 година

Днес, 01.07.2019 г. от 14:02 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

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

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

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно 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 1MW.

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

2. Проект на решение относно утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2019 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова,

Ивайло Александров, Цветанка Камбурова, Георги Петров,
Ана Иванова, Радослав Наков, Петя Петрова,
Христина Петрова, Йовка Велчева и Надежда Иванова

3. Проект на решение относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.
Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова,
Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Петя Андонова,
Кристина Костадинова, Радостина Методиева,
Радослав Райков, Силвия Петрова

4. Проект на решение относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.
Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова,
Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Петя Андонова,
Кристина Костадинова, Радостина Методиева,
Радослав Райков, Силвия Петрова

По т.1. Комисията, след като разгледа данните и документите, свързани **определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW**, установи следното:

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 (§37, т. 1 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката - ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.).

В тази връзка, по силата на чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, 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 (ПЗР на 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 на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на 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 определя 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 §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.

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 възобновяеми източници (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.

По силата на §40 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. КЕВР провежда процедури за определяне на цени и премии за периода от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г., въз основа на §2, 3, 4, 5, 6, § 7 относно т. 1, §19, 21, 23, 24 и §37 относно т. 1 – 3.

В тази връзка в контекста на посочените разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 21.05.2019 г., за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от ВИ, КЕВР изчислява прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове ВИ и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Със Заповед № З-Е-78 от 25.04.2019 г. на председателя на КЕВР е създадена работна група със задача да извърши анализ на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от ВИ и актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от

биомаса. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-290 от 21.05.2019 г., който е приет от Комисията с решение по т. 1 от Протокол № 84 от 27.05.2019 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, 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 (проект на решение). В изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 06.06.2019 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица, са постъпили становища, както следва: с вх. № Е-12-00-239 от 06.06.2019 г. от „Солар 11“ ЕООД, вх. № Е-12-00-240 от 06.06.2019 г. от „Смолник Енерджи“ ЕООД, вх. № Е-12-00-241 от 06.06.2019 г. от „Чарган Солар Плант“ ЕООД, вх. № Е-12-00-242 от 06.06.2019 г. от „Джей Би Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-243 от 06.06.2019 г. от „Солар Проджектс“ ЕАД, вх. № Е-12-00-244 от 06.06.2019 г. от „Ханово 1 Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-245 от 06.06.2019 г. от „СП02“ ЕООД, вх. № Е-12-00-246 от 06.06.2019 г. от „Вълчин Енерджи“ ЕООД, вх. № Е-12-00-247 от 06.06.2019 г. от „Феникс Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-248 от 06.06.2019 г. от „Инниммо Солар“ ЕАД, вх. № Е-12-00-249 от 06.06.2019 г. от „Ботево 1 Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-250 от 06.06.2019 г. от „Финер Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-251 от 06.06.2019 г. от „Еко Хелиос Енерджи“ ЕООД, вх. № Е-12-00-252 от 06.06.2019 г. от „Гисолар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-253 от 06.06.2019 г. от „Сън Енерджи Кула 1“ ЕООД, вх. № Е-12-00-254 от 06.06.2019 г. от „Сънфлауър-Угърчин“ ЕООД, вх. № Е-12-00-255 от 06.06.2019 г. от „Биомет Солар Пчеларово“ ЕООД, вх. № Е-12-00-262 от 10.06.2019 г. от „Риъл Продукт“ ЕООД, и вх. № Е-12-00-263 от 10.06.2019 г. от „Филикон-97“ АД. В тези становища се съдържат възражения срещу размера и начина на изчисляване на прогнозната пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ като в тази връзка посочените по-горе дружества излагат идентични аргументи. Те считат, че е налице съществено нарушение на административнопроизводствените правила, изразяващо се в ограничаване на правата на адресатите на проекта на решението. В тази връзка посочват, че проекта на решение се позовава на писма от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), които не са приложени, съответно е невъзможно, съдържащите се в тях данни да бъдат анализирани в хода на проведеното обществено обсъждане. Дружествата считат, че не може да се направи обоснован извод за използваните данни, начините и методиката на изчисление на груповия коефициент по чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ, тъй като в проекта на решение не е посочено как е постигната стойността на този коефициент за всяка група производители, какви са изходните данни и обосновката за тяхното приемане.

В разглежданите становища е посочено също, че липсва икономическа обосновка за изчислението на съответните прогнозни пазарни цени, налице е противоречие в мотивите, касаещи цената за базов товар и не е посочена конкретна причина, която да налага увеличение на цената за базов товар.

Комисията счита горните възражения за неоснователни. Груповият коефициент и прогнозната пазарна цена са определени по правилата, регламентирани в раздел IIIа „Методика за определяне на прогнозна пазарна цена“ на глава втора „Образуване на цените“ от НРЦЕЕ. Писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от ЕСО ЕАД с почасовите графици на оператора на електропреносната мрежа за периода 01.01.2018 г.- 31.12.2018 г. по отношение на крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от ВИ, са писма, които съдържат факти, свързани със стопанската дейност на дружествата и др. В този смисъл същите, съдържат информация, която съставлява производствена и търговска тайна и чието разгласяване е забранено предвид разпоредбата на чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията (ЗЗК). Същевременно, публикуването на информация от разглежданите писма ще доведе до нелоялна конкуренция между търговци чрез узнаване, използване или разгласяване на търговска тайна, което е форма на нелоялна конкуренция, посочена в специалните

текстове на ЗЗК.

С писмо с вх. № Е-12-00-270 от 14.06.2019 г. в КЕВР е постъпило становище и от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, съдържащо възражения във връзка с актуализацията на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, както и такива, свързани с изчисляването на прогнозна пазарна цена и определянето на премии.

По отношение на актуализацията на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, дружеството заявява, че в проекта на решение е посочено, че коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, умножени със съответните индекси за изменението. Дружеството счита, че съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ коефициентът следва да отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи. Според „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД процентът на изменение на разходите, посочен от Националния статистически институт (НСИ) и от Министерството на земеделието, храните и горите (МЗХГ) не е приложен към стойността на отделните елементи, а към тяхната относителна тежест във формулата., както и че вместо с коефициента да бъде актуализирана преференциалната цена, той е приложен спрямо отделните ценови елементи. Дружеството посочва също, че възвръщаемостта на капитала не е разход, поради което коефициентът не следва да се прилага спрямо този елемент.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД заявява, че в проекта на решение не се съдържат данни относно останалите ценообразуващи елементи, заложени в ценовия модел като в допълнение посочва, че в хода на проведени съдебни производства е установено, че изходните данни, заложени в ценовия модел на КЕВР са неверни. В тази връзка дружеството твърди, че най-същественото отклонение в ценовия модел на КЕВР за изчисляване на преференциална цена за групата производители на електрическа енергия, в която попада „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е, че първия показател за инсталирана номинална електрическа мощност е приет да бъде 2500 kW. Това според дружеството е неправилно, доколкото експлоатационните разходи във формулата са посочени за производството на 1MW енергия и съответно цената се определя също не за 2,5 MW, а за 1 MW. Това по изчисления на дружеството води до несъответствие и съответно занижение с повече от 10% в размера на определената цена.

На следващо място, „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че стойността на заложените в ценовия модел влажност, съответно калоричност на суровината е варирала през последните години, като в последните решения на КЕВР е в размер 2 600 kcal/кг. Според дружеството това е калоричност, която може да се постигне при суха дървесина с заложената от КЕВР влажност от 15%, и посочва, че дървесните остатъци и отпадъци са капаци, изрезки и др. отпадъци от дърводобива и дървообработването, които са с ниска калорична стойност и висока влага. „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че този вид суровина има водно съдържание около 50% (т.е. повече от 3 пъти по-висока от приетата от КЕВР), а енергийната калоричност е около 1200 kcal/кг. (т.е. повече от два пъти по-ниска от приетата от КЕВР).

Според „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, в ценовия модел, прилаган за сегмента директно изгаряне на дървесни остатъци и дървесни отпадъци, е приложен друг модел - изгаряне на високо-енергийно гориво (пелети или чиста суха дървесина). Дружеството заявява, че в случая се ползва прясна отпадна дървесина, като в инвестицията и експлоатационните разходи (съответно нормата на възвръщаемост) не са предвидени инсталации за допълнително сушене.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД счита, че горното следва да се вземе предвид при постановяване на окончателно решение.

На следващо място дружеството посочва, че в ценовия модел на КЕВР е заложено, че ефективните работни часове са 7 000 и заявява, че максималната продължителност на работа на централи от типа като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД се намалява до средно 5600 ефективни часа при отчитане на различни фактори (аварийни ситуации,

профилактика, вътрешна консумация).

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

Дружеството посочва, че в ценовия модел на КЕВР е заложена електрическа ефективност от 24%, като общият коефициент на полезно действие на инсталацията на централа от вида като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е 18-19% като дори да се приеме, че този коефициент е по-голям, отново следва правилно изчисление на разходите за суровина, а именно, че за производството на 1 MWh енергия са необходими приблизително 4 тона суровина, което според дружеството не е отчетено от КЕВР.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД твърди че експлоатационните разходи са пресметнати неправилно, като не е съобразено, че за производството на 1 MWh енергия са необходими 4 тона суровина. По изчисление на дружеството цената на суровината като част от експлоатационните разходи следва да е приблизително 330,00 лв./MWh.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД възразява и срещу извършения подход, при изчисляването на прогнозната пазарна цена за производство на електрическа енергия, произведена от биомаса, тъй като за целите на нейното изчисление е извършена симулация с участието единствено на „Монди Стамболийски“ ЕАД. Дружеството посочва, че по този начин предвижданията в проекта на решение се обосновават на данни, които са непълни, и определянето на цената е незаконосъобразно.

Според дружеството при определяне на груповия коефициент, КЕВР не е отчела спецификите при различните производители на електрическа енергия от ВИ. Дружеството счита, че не е взето предвид, че вятърните централи, както и централите за производство на енергия от биомаса имат 24-часов работен цикъл, като произвеждат и продават енергия и в период, в който търсенето е значително по-малко, съответно цената е по-ниска. Дружеството счита, че не е взето предвид, че от новия ценови период производителите ще продават произведената енергия по цени на организирания борсов пазар, където цените в часовете off-peak и в неработни дни (събота, неделя и празници) са значително по-ниски.

Комисията приема за неоснователни възраженията на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД. В тази връзка следва да се има предвид, че съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, КЕВР ежегодно актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на следните ценообразуващи елементи: **разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта и разходите за труд и работна заплата**. В този смисъл в производство по актуализиране на преференциални цени на електрическата енергия от биомаса не подлежат на изменение други ценообразуващи елементи и/или параметри, формиращи съответна преференциална цена (електрическа мощност, калоричност и влажност на суровината, специфичен разход на суровината и др.), освен посочените в чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ. От друга страна, останалите ценообразуващи елементи, формиращи преференциалната цена, приложима по отношение на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД са определени в Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта му по раздел I.28, когато за първи път е определена преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия за групата производители, в която попада централата на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД. Следователно, ценообразуващите елементи, извън обхвата на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, са определени в посоченото решение на КЕВР от 2013 г. за целия срок на изкупуване на електрическата енергия по преференциална цена и не могат да бъдат променяни в настоящото производство. В допълнение, Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г., в посочената част, е влязло в законна сила, поради което определената с него цена и нейните ценообразуващи елементи не могат да бъдат преразглеждани.

Твърдението на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, че коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ не е приложен към стойността на отделните елементи, а към тяхната относителна

тежест е неправилно, тъй като при изчисляването му в изчислителната формула е заложен относителния дял на вече коригирания разход умножен с общия коефициент на изменението. Следователно, процентите на изменение на разходите са приложени към стойността на отделните ценообразуващи елементи. Освен това твърдението, че вместо с коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ да се актуализира преференциалната цена, се прилага спрямо отделните ценови елементи е необосновано, тъй като съгласно посочената разпоредба от ЗЕВИ, коефициентът отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи по ал. 2, т. 6, 7 и 8 (разходите за суровини за производство на енергия, разходите за горива за транспорта и разходите за труд и работна заплата) се отнася към отделния разход, а не към цената.

Изложеното от дружеството, че възвръщаемостта на капитала не е разход и коефициентът не следва да се прилага спрямо този елемент е неправилно, тъй като възвръщаемостта на капитала не е част от експлоатационните разходи, но е ценообразуващ елемент, включен в необходимите годишни приходи – чл. 10 от НРЦЕЕ.

В допълнение следва да се има предвид, че твърденията на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД за наличие на неверни изходни данни в ценовия модел, а именно: заложена електрическа мощност, калоричност на суровината, процент на влажност на същата и специфичен разход на суровината е неоснователно, тъй като посочените изходни данни в ценовия модел не представляват индивидуалния разход на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, а отразяват осреднени стойности за съответната група производители.

По отношение на становището на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД за приложения подход, при определянето на прогнозната пазарна цена на електрическа енергия, произведена от биомаса, Комисията на основание чл. 37б, ал. 4 от НРЦЕЕ, определя пазарната цена на електрическата енергия на база анализ, който включва производители, сумата от чиято обща инсталирана мощност представлява поне 10 на сто от общата инсталирана мощност на всички производители, на които се дължи премия, попадащи в съответната група. Групата по чл. 37б, ал. 2, т. 7 от НРЦЕЕ се състои от двама производители, като инсталираната мощност на „Монди Стамболийски“ ЕАД е 79% от тази на групата.

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

I. Общи принципи при определянето на преференциалните цени

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

При определянето на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са използвани данни от официален доклад на „Фраунхофер“ институт към края на март 2019 г. – Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), pv-financing.eu и pv-magazine.com, публикувани на интернет страниците на изброените източници на следните линкове, посочени в настоящия доклад:

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

-http://www.pv-financing.eu/tools/;

-https://www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/.

По данни на Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), в началото на май 2019 г. pv-financing.eu и pv-magazine.com

предлагат обобщен анализ на фотоволтаичните модули на европейския пазар през последните месеци, с отчитане, както на незначителното намаляване на цената на фотоволтаичния панел, така и леко повишение на инвестиционните разходи за изграждане на нови соларни паркове в страните членки на Европейския съюз (ЕС).

От прегледа на 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 официалния доклад на Фраунхофер институт от 14 март 2019 г., при извършения анализ за периода юни 2018 г. – март 2019 г. се наблюдава лек ръст на капиталовите разходи за покривни ФтЕЦ до 30 kWp. Същото повишение се наблюдава и на проведените търгове за изграждане на нови мощности с капацитет над 100 kWp през март 2019 г., където цените на електрическа енергия са достигнали ръст от 48,00 евро/MWh през март 2019 г. за сравнение през март 2018 г. размера на цената на електрическата енергия е от 43,00 евро/MWh. От анализа направен в доклада на Fraunhofer institute for Solar energy systems, ISE е видно, че инвестиционните разходи за малки покривни ФтЕЦ от 5 kWp до 30 kWp са в границите от 1200 до 1400 евро/kWp.

По отношение на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че посоченият размер от 1070 евро/kWp от Fraunhofer Institute за групата мощности от 10 kWp до 100 kWp е прекалено осреднен предвид големия интервал на мощностния диапазон, поради което от технико-икономическа гледна точка за групата ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително е възприето за обосновано ниво на инвестиционните разходи от 1200 евро/kWp.

По данни на pv-financing.eu се установява, че цената на жилищните системи е между 1,300-1,500 евро/kWp, а на системите за търговския сектор е между 1,100 и 1,300 евро/kWp. В резултат на което средната цена за малки ФтЕЦ, построени на къщи за живеене е от порядъка на 1400 евро/kWp.

Въз основа горното би могло да се приеме, че 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 следва да се обособят в два мощностни диапазона, като първата група е с обща инсталирана мощност до 5 kWp с инвестиционните разходи в размер на 1400 евро/kWp, а втората група е с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp с инвестиционни разходи в размер на 1200 евро/kWp.

При определянето на средно годишната производителност на ФтЕЦ е взето предвид извършено сравнение на експериментални резултати от PVGIS (Фотоволтаична географска информационна система), NASA (Национално управление по въздухоплаване и изследване на космическото пространство), METEONORM и Българска академия на науките (БАН) за средногодишната сумарна радиация за град Варна при хоризонтална повърхност за 2011 г. За България е установено средногодишната сумарна слънчева радиация е от 1210 (kWh/m2/за година) до 1400 (kWh/m2/за година) при хоризонтална повърхност. При оптимален наклон от 32 -33˚ средногодишната сумарна слънчева радиация е от 1366 (kWh/m2/за година) до 1660 (kWh/m2/за година). Слънцегреенето за град Варна в периода 1931 г.-1950 г. е 2250 часа средно годишно, като за периода 1951 г. - 1970 г. е 2180 часа средно годишно.

Предвид горното при използване на модул “Crystalline silicon” с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за България възлиза на 1461 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32˚,

което съответства на 1320 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 1320 kWh/kWp, съвпада с установената средногодишна продължителност на ФтЕЦ за Р България, получена по данни на Агенцията за устойчиво енергийно развитие(АУЕР) за използвания тригодишен период (2016 г., 2017 г. и 2018 г.).

Предвид всичко гореизложено, 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.

При определяне и/или актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия от ВИ, следва да се има предвид, че на основание чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, ежемесечните вноски във „Фонд Сигурност на електроенергийната система“ в размер на 5%, 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 е взето предвид повишението на капиталовите разходи за ФтЕЦ към края на март 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.

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-04-13-9 от 23.04.2019 г. е изискана информация от АУЕР за 2016 г., 2017 г. и 2018 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-04-13-9 от 10.05.2019 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 1 320 часа, което се равнява на 1 320 kWh/kWp нетно специфично производство (НСП).

5. Размер на експлоатационни разходи

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

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

Разходите за поддръжка в действащите цени на електрическата енергия, произведена от ФтЕЦ, включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., като за ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kWp представляват в годишен план 3% от инвестиционните разходи до 5^{та} година от експлоатацията включително, а от 6^{та} до 20^{та} година експлоатационните разходи за поддръжка нарастват на 3,5%. Експлоатационните разходи за ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp представляват 3% от инвестиционните разходи за целия двадесет годишен период на преференциални цени.

6. Полезен живот на активите и разходите за амортизации

Разходите за амортизации са изчислени при прилагане на линеен метод и в зависимост от осреднен полезен живот на активите и средната стойност на инвестицията за различните видове ВИ. Съоръженията, машините и оборудването, които се влагат в изграждането на съответния вид централа според вида инсталация, имат различен технико – икономически живот. В тази връзка разходите за амортизация са осреднени и са изчислени на база полезния живот на основното оборудване при отчитане на инвестиционните разходи за изграждане на нова централа. Възприет е среден 20 годишен амортизационен срок на активите, съответстващ на възприетия полезен живот на

активите.

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

I. Определяне на цената на електрическата енергия, ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 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:

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 – 2 738 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 – 2 347 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 – 71,34 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 – 54,34 лв./MWh;

3. Полезен живот на активите – 20 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;

5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 320 часа, което се равнява на 1 320 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 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, са както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kW, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**250,64**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	69,79	27,85%
за разходи за амортизации	102,68	40,97%
за възвръщаемост	78,17	31,19%
ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kW, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**208,74**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	53,79	25,77%
за разходи за амортизации	88,01	42,16%
за възвръщаемост	66,95	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. и № Ц-24 от 30.06.2015 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-04-24-4 от 23.04.2019 г. е изискана информация от НСИ, относно процента на тяхното изменение през 2018 г., спрямо предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-04-24-4 от 14.05.2019 г. с посочени процентите на изменение, както следва:

– Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2018 г. спрямо предходната календарна година въз основа на данните за изменението на средната работна заплата за 2018 г. от 9,4% е в размер на 13 621 лв., спрямо 12 448 лв. за 2017 г.

– Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2018 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 106,8, т.е. средногодишната инфлация е 6,8%.

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса с писмо с изх. № Е-03-13-1 от 23.04.2019 г. от министъра на земеделието, храните и горите е изискана информация, относно годишните индекси за изменение на цените на суровините за производство на електрическа енергия от биомаса за предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-03-13-1 от 20.05.2019 г., от което е видно, че средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2018 г. - 31.03.2019 г. спрямо периода 01.04.2017 г. - 31.03.2018 г. е 108,1 на сто, т.е. 8,1%.

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.

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 16,75%;

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 – 11,52 лв./MWh, или 3,93%;

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 – 121,45 лв./MWh, или 41,44%;

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 – 15,08 лв./MWh, или 5,15%.

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 – 4,09%, получен при следната формула: **4,09%=41,24%*8,1%+3,91%*6,8%+5,12%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**293,07**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	197,14	67,27%
за разходи за амортизации	54,33	18,54%
за възвръщаемост	41,60	14,19%

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 14,15%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 66,76 лв./MWh, или 14,64%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 64,19 лв./MWh, или 13,00%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,51 лв./MWh, или 8,66%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 25,56 лв./MWh, или 5,18%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 30,38 лв./MWh, или 6,66%.

1.4.Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 185,13 лв./MWh, или 37,51%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 220,03 лв./MWh, или 48,25%.

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 – 1,59%, получен при следната формула: **1,59%=25,53%*0,00%+5,23%*6,8%+13,12%*9,4%.**

- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW –1,28%, получен при следната формула: **1,28%=32,75%*0,00%+6,70%*6,8%+8,72%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**493,56**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	344,73	69,84%
за разходи за амортизации	84,12	17,04%
за възвръщаемост	64,72	13,11%
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	**456,04**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	356,67	78,21%
за разходи за амортизации	56,08	12,30%
за възвръщаемост	43,29	9,49%

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 18,47%.

1.2.Разходи за работни заплати, в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 69,91 лв./MWh, или 17,23%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 13,31 лв./MWh, или 3,28%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 87,81 лв./MWh, или 21,65%.

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 1,86%, получен при следната формула: **1,86%=0,00%*0,00%+3,32%*6,8%+17,44%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**405,65**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	245,97	60,64%
за разходи за амортизации	90,25	22,25%
за възвръщаемост	69,44	17,12%

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 28,82%.

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 – 15,86 лв./MWh, или 4,54%.

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 – 6,68 лв./MWh, или 1,91%.

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 – 49,08 лв./MWh, или 14,04%.

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 централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,34%, получен при следната формула: **1,34%=9,66%*8,1%+1,92%*6,8%+4,54%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**349,48**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	172,32	49,31%
за разходи за амортизации	100,35	28,71%
за възвръщаемост	76,82	21,98%

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 20,30%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 15,04 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 – 7,34 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 – 163,86 лв./MWh, или 42,14%.

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 0,50%, получен при следната формула: **0,50%=16,86%*0,00%+1,93%*6,8%+3,96%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW		
Цена, в т.ч.	**388,89**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	265,18	68,19%

за разходи за амортизации	67,60	17,38%
за възвръщаемост	56,11	14,43%

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 20,59%.

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 – 39,79 лв./MWh, или 8,79%.

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 – 7,21лв./MWh, или 1,59%.

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 – 160,99 лв./MWh, или 35,58%.

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 – 0,87%, получен при следната формула: **0,87%=20,25%*0,00%+1,49%*6,8%+8,22%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**452,52**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	301,16	66,55%
за разходи за амортизации	82,62	18,26%
за възвръщаемост	68,73	15,19%

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 27,47%.

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 – 48,97 лв./MWh, или 13,94%.

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 – 6,67 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 – 15,83 лв./MWh, или 4,50%.

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 – 1,38%, получен при следната формула: **1,38%=9,92%*8,1%+1,97%*6,8%+4,69%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**351,38**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	167,99	47,81%
за разходи за амортизации	100,34	28,56%
за възвръщаемост	83,05	23,63%

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 21,35%;

– 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 16,02%;

– 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 – 6,99 лв./MWh, или 3,39%;

– 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 – 11,51 лв./MWh, или 3,91%;

– 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 – 6,23 лв./MWh, или 4,51%.

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

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 44,63 лв./MWh, или 21,66%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 121,41 лв./MWh, или 41,23%.

– 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 – 17,72 лв./MWh, или 8,60%;

– 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 – 15,08 лв./MWh, или 5,12%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 4,71 лв./MWh, или 3,40%.

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 – 2,54%, получен при следната формула: **2,54%=19,73%*8,1%+3,09%*6,8%+7,83%*9,4%.**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 3,79%, получен при следната формула: **3,79%=38,20%*8,1%+3,62%*6,8%+4,74%*9,4%.**

- За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с

инсталирана мощност над 5 MW – 0,55%, получен при следната формула: **0,55%=0,00%*8,1%+3,97%*6,8%+2,99%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 5 MW		
Цена, в т.ч.	**206,06**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	113,34	55,00%
за разходи за амортизации	50,71	24,61%
за възвръщаемост	42,01	20,39%
ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**294,45**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	195,14	66,27%
за разходи за амортизации	54,33	18,45%
за възвръщаемост	44,98	15,28%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**138,28**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	51,96	37,57%
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 20,30%.

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 – 7,29 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 – 162,75 лв./MWh, или 35,45%.

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 – 44,45 лв./MWh, или 9,68%.

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 – 0,95%, получен при следната формула: **0,95%=12,97%*0,00%+1,49%*6,8%+9,06%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия		
Цена, в т.ч.	**459,06**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	307,67	67,02%
за разходи за амортизации	82,62	18,00%
за възвръщаемост	68,78	14,98%

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 14,78%.

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 – 6,07 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 – 135,56 лв./MWh, или 29,38%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 64,70 лв./MWh, или 14,02%.

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 – 1,30%, получен при следната формула: **1,30%=10,60%*0,00%+1,21%*6,8%+12,95%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия		

Цена, в т.ч.	**461,40**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	274,54	59,50%
за разходи за амортизации	102,15	22,14%
за възвръщаемост	84,71	18,36%

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 24,74%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 87,63 лв./MWh, или 22,46%.

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 – 6,71 лв./MWh, или 1,72%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,94 лв./MWh, или 4,09%.

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 – 1,80%, получен при следната формула: **1,80%=16,69%*8,1%+1,56%*6,8%+3,69%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh(без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**390,21**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	206,81	53,00%
за разходи за амортизации	100,35	25,72%
за възвръщаемост	83,05	21,28%

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 31,15%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 42,00 лв./MWh, или 11,66%.

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 1,83%.

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 – 15,88 лв./MWh, или 4,41%.

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 с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,32%, получен при следната формула: **1,32%=10,41%*8,1%+1,63%*6,8%+3,94%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**360,20**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	176,67	49,05%
за разходи за амортизации	100,35	27,86%
за възвръщаемост	83,19	23,09%

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 3,15%.

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 с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,52%, получен при следната формула: **0,52%=0,00%*8,1%+3,75%*6,8%+2,83%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh(без ДДС)**	**%**
***централи с инсталирана мощност над 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**149,52**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	55,59	37,18%
за разходи за амортизации	51,43	34,40%
за възвръщаемост	42,50	28,42%

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

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

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

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

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 43,67 лв./MWh, или 18,51%;

– 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 13,48%;

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

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 9,48 лв./MWh, или 4,02%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,50 лв./MWh, или 3,83%;

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

прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 6,22 лв./MWh, или 4,16%.

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

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 60,54 лв./MWh, или 25,66%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 121,23 лв./MWh, или 40,36%;

– 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 – 17,54 лв./MWh, или 7,43%;

– 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 – 15,06 лв./MWh, или 5,01%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 4,70 лв./MWh, или 3,14%.

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 – 2,77%, получен при следната формула: **2,77%=23,32%*8,1%+3,63%*6,8%+6,76%*9,4%.**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 3,69%, получен при следната формула: **3,69%=37,26%*8,1%+3,53%*6,8%+4,63%*9,4%.**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 0,52%, получен при следната формула: **0,52%=0,00%*8,1%+3,74%*6,8%+2,82%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh(без ДДС)**	**%**
***ЕЦ до 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**235,94**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	131,23	55,62%

за разходи за амортизации	50,71	21,49%
за възвръщаемост	54,01	22,89%
ЕЦ до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**300,35**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	188,27	62,68%
за разходи за амортизации	54,33	18,09%
за възвръщаемост	57,75	19,23%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**149,48**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	55,55	37,16%
за разходи за амортизации	51,43	34,41%
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 25,27%.

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 – 7,27 лв./MWh, или 1,66%.

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 – 163,49 лв./MWh, или 37,37%.

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 – 40,12 лв./MWh, или 9,17%.

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 – 0,93%, получен при следната формула: **0,93%=17,11%*0,00%+1,59%*6,8%+8,76%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ над 0,150 до 1 MW		
Цена, в т.ч.	**437,49**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	321,46	73,48%

за разходи за амортизации	55,73	12,74%
за възвръщаемост	60,30	13,78%

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 27.10.2011Г.

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 30,85%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 41,81 лв./MWh, или 10,65%.

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 – 6,54 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 – 15,81 лв./MWh, или 4,02%.

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 – 1,22%, получен при следната формула: **1,22%=9,57%*8,1%+1,50%*6,8%+3,62%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**392,72**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	185,32	47,19%
за разходи за амортизации	100,35	25,55%
за възвръщаемост	107,06	27,26%

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 17,37%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,14 лв./MWh, или 11,19%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 23,23 лв./MWh, или 6,64%.

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

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 140,22 лв./MWh, или 40,09%.

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 - 1,51%, получен при следната формула: **1,51%=23,18%*0,00%+6,66%*6,8%+11,22%*9,4%.**

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

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW		
Цена, в т.ч.	**349,78**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	263,36	75,30%
за разходи за амортизации	50,00	14,29%
за възвръщаемост	36,42	10,41%

II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 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 възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

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 посочените по-горе случаи. Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

За определяне на средногодишна пазарна цена за базов товар е извършен анализ на дългосрочните продукти, търгувани на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и цените за форуърдни продукти на румънската борса OPCOM[1] и унгарската борса HUPX[2], с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на границите с Румъния и Сърбия.

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка една календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице данни, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. През месеците декември 2018 г. и януари 2019 г. на тази платформа са реализирани около 500 MW за календарната 2019 г. от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, но периодите на доставка варират между 01.01.2019 г., 01.02.2019 г., 01.03.2019 г. до 31.12.2019 г. с прекъсване от 01.05.2019 г. и 11.06.2019 г. по време на плановия годишен ремонт на централата. Постигнатите среднопретеглени цени са в диапазона 93 – 97 лв./MWh. Следва да се има предвид, че тези ценови нива се постигнаха в период на екстремно високи цени на пазара „ден напред“, липса на предлагане на дългосрочни продукти от страна на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, ограничени водни запаси, очаквания за студена зима и прогнози за достигане на цените на въглеродните емисии до нива около 40 евро/тон през 2019 г., което предопредели очаквания за по-високи цени от пазарните участници.

Предвид горното за определяне на прогнозната пазарна цена е необходимо да се вземат предвид цените на фючърсните сделки на HUDEX[3] и унгарските фючърси на EEX[4] (European Energy Exchange), които достигат нива от около 58 – 59 евро/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 60 евро/MWh. Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 9-10 евро/MWh, които включват разходи за капацитети[5] и печалба.

---

[1] https://www.opcom.ro

[2] https://www.hupx.hu

[3] https://hudex.hu

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

[5] http://www.jao.eu/marketdata/yearlyauctions

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и оповестеното от президента на Съединените американски щати оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран. Последното доведе до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-та година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO_2 също влияят на цените на електрическата енергия на EEX, особено в месеците с по-високо търсене, когато производството от централи, различни от въглищните, не покрива потреблението.

Следва да се отбележи обаче, че въпреки наблюдавания ръст на цените на електрическата енергия на европейските борси, определящ фактор за нивата на регионалните цени до голяма степен са особеностите на климата в региона. В тази връзка и предвид отдалечеността във времето на периода, за който се изготвя прогнозата, не е възможно да се прогнозира с голяма точност, поради огромното влияние на климата върху цените на електрическата енергия. Например, прохладно лято ще доведе до корекция надолу на цената за трето тримесечие, а оттам и на годишната, времето през зимата, което към настоящия момент е невъзможно да се прогнозира, оказва най-голямо влияние върху средната годишна цена, а дъждовна пролет, съчетана със снеготопене, обикновено води до много ниски цени през второ тримесечие, които също значително повлияват на среднопретеглената цена за годината.

Освен климатичните особености до голяма степен върху цените влияе и управлението на мощностите в електроенергийната система, като ефективното използване на водния ресурс, управлението на излишъците, възможностите за внос и износ в „рамките на деня“ и др.

В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват по-ниските нива на фючърсните сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“ и включват в себе си определен процент рискова премия.

При изготвянето на прогнозата са отчетени и следните обстоятелства, които биха могли да повлияят на пазарната цена в посока надолу:

– На пазара за следващия ценови/регулаторен период ще се предлагат допълнителни количества електрическа енергия, произведена от ВИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от слънчева енергия, показва, че тогава цената на пиковата енергия се понижава значително, което води до намаление на цените за базов товар;

– Излизането на голямо количество електрическа енергия от ВИ на пазара ще доведе до големи излишъци в определени часове. Например, високо производство на фотоволтаични централи през следобедните часове, съчетано с невъзможност от спиране на конвенционалните централи поради нуждата на оператора от мощности за посрещане на вечерния пик или високо производство на вятърните централи през нощта, когато товарите са ниски;

– Възможност за износ към традиционно по-евтиния от унгарския, румънски пазар на електрическа енергия, който поради възможностите за транзит през Р България оказва влияние върху гръцкия и турския пазар;

– Плановете за създаване на борсов оператор и стартиране на пазар „ден напред“ и „в рамките на деня“, вместо досегашния „пул“, опериран от преносния оператор IPTO S.A. в гръцката пазарна зона до края на 2019 г. Това е възможно да доведе до увеличаване на

спреда пик-офпик на гръцкия пазар и да редуцира цената за офпик на българската борса, тъй като в момента се изнася голямо количество електрическа енергия към Гърция в нощните часове поради по-високите цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е определена в размер на 89,00 лв./MWh.

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 писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 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 2018 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 2018 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2018 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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) и „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) 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,46 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	1,08261
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**96,35 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), „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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,77 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,94551
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**84,15 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,07 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	0,93659
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**83,36 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,03 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (p.2/p.1)	0,98734
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**87,87 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 96,35 лв./MWh;

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 84,15 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 83,36 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 87,87 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, 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 129,73 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 95,32 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 87,82 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 170,12 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 29,12 лв./MWh при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 104,14 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 88,80 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 64,43 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 602,76 лв./MWh при преференциална цена – 699,11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kW;

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 139,47 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 103,51 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 95,68 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 181,69 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 28,74 лв./MWh при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 106,85 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 88,91 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 52,91 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 487,42 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 389,25 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 148,07 лв./MWh при преференциална цена – 235,94 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 212,48 лв./MWh при преференциална цена – 300,35 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 61,61 лв./MWh при преференциална цена – 149,48 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 размер на 304,85 лв./MWh при преференциална цена – 392,72 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 109,99 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 79,33 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 72,65 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 145,97 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 14,79 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

4.6. Премия в размер на 20,28 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 140,70 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 139,91 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 61,65 лв./MWh при преференциална цена – 149,52 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 272,33 лв./MWh при преференциална цена – 360,20 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 75,02 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 73,50 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 110,02 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 158,94 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 79,35 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 72,68 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 145,99 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 14,79 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 21,01 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 79,94 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 63,85 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 118,19 лв./MWh при преференциална цена – 206,06 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 206,58 лв./MWh при преференциална цена – 294,45 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 50,41 лв./MWh при преференциална цена – 138,28 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 371,19 лв./MWh при преференциална цена – 459,06 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 302,34 лв./MWh при преференциална цена – 390,21 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 105,95 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 153,56 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 75,78 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 69,00 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 141,01 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 10,33 лв./MWh при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

7.7. Премия в размер на 11,40 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 37,68 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 35,01 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 301,02 лв./MWh при преференциална цена – 388,89 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 364,65 лв./MWh при преференциална цена – 452,52 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 263,51 лв./MWh при преференциална цена – 351,38 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 размер на 261,61 лв./MWh при преференциална цена – 349,48 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 368,17 лв./MWh при преференциалната цена в размер на 456,04 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 261,91 лв./MWh при преференциалната цена в размер на 349,78 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 205,20 лв./MWh при преференциална цена – 293,07 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство.

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

12.1. Премия в размер на 64,56 лв./MWh при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

12.2. Премия в размер на 48,56 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 38,35 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 29,12 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.

Изказвания по т.1.:

Докладва В. Баросов. Със Заповед № З-Е-78 от 25.04.2019 г. на председателя на КЕВР е създадена работна група със задача: Анализ на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, актуализацията и образуването на премиите на производствени единици с 1 MW и над 1 MW. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-290 от 21.05.2019 г., който е приет от Комисията с решение по т.1 от Протокол № 84 от 27.05.2019 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определянето на тези преференциални цени, актуализацията и премиите, които включва. В изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 06.06.2019 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица са постъпили становища и възражения. На стр. 3 от проекта на решения са изброени постъпилите становища, които основно са възражения срещу размера и начина на изчисляване на прогнозната пазарна цена. Основно възражението е свързано и с непубликуване на писмо от ЕСО ЕАД. В разглежданите становища е посочено, че липсва икономическа обосновка относно изчисленията на съответните прогнозни пазарни цени. Комисията не приема тези възражения и ги счита за неоснователни. Груповият коефициент и прогнозната пазарна цена са определени съгласно методиките, които са приложени и описани в решението. Относно писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от ЕСО ЕАД с почасовите графици за 2018 г. по отношение на крайните снабдители, както и на всички производители (топлофикационни дружества, производители на електрическа енергия от ВЕИ), същите съдържат факти и обстоятелства, които нарушават определена търговска тайна. Поради тези причини те не са публикувани в първата част на доклада. Друго основно възражение, което е постъпило с писмо с вх. № Е-12-00-270 от 14.06.2019 г., е на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД. Дружеството е възразило срещу коефициента на индексиране и определени ценови параметри, които са упоменати малко по-обстоятелствено. Основните ценови параметри, които „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД атакува, са размера на инсталираната мощност, ефективността на електрическата централа, калорийността на биомасата, влажността на биомасата, продължителността на работа на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД. Във възражението дружеството е постъпило като възражение за индивидуален работен проект. Всички знаят, че актуализацията на тези цени, определянето на преференциалните цени касаят осреднени параметри за група производители. „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е възразил срещу коефициента по чл. 32, ал. 5, който отразява индекса на изменение на разходите за суровини, транспорт, труд

и работна заплата. Възразява, че коефициентът на изменение не трябва да бъде отнесен както по чл. 32, ал. 5, т.е. относителните дялове да бъдат индексирани, а да бъде индексиран всеки един отделен ценови елемент. Комисията счита, че това също не е обосновано. Твърдението на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, че коефициентът по чл. 32, ал. 5 не е приложен към стойността на отделните елементи, се счита, че не е правилно. Другото възражение на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е, че възвръщаемостта на капитала не е разход и коефициентът не следва да се прилага спрямо този елемент. Дружеството счита, че това не е правилно, а всъщност част от ценовия елемент е точно този разход за възвръщаемост.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, както и на постъпилите писмени становища, Комисията приема за установено следното: Приема, че преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВЕИ от стр. 11 до стр. 27, актуализация на преференциални цени на производители от биомаса, както и определянето на коефициентите по чл. 32, ал. 5, включително и определените премии, описани на стр. 32 - стр. 43, в този план Комисията счита, че на основание чл. 31, ал. 1, т. 86 от ЗЕ...

И. Н. Иванов отбеляза, че не е чл. 31, а чл. 21 и не е т.86, а т.8б. Води се протокол и трябва да се докладва коректно.

В. Баросов се извини за допуснатата грешка и обясни, че има проблем с очилата.

И. Н. Иванов даде думата на П. Младеновски да прочете проекта на решение.

П. Младеновски каза, че работната група предлага 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, § 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., КЕВР да вземе следното решение:

Да определи цени и да актуализира преференциални цени на електрическа енергия, произведена от електрически централи, както подробно са описани в предоставеното решение.

И. Н. Иванов предложи да се прочете за двете групи - фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 5 kWp и фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp. След това да се прочете т. II.

П. Младеновски каза, че решението съдържа деветнадесет римски точки с подточки към всяка.

И. Н. Иванов отговори, че първата част на всяка трябва да се изчете, не е необходимо изцяло, но да се разбира какви са решенията като такива.

П. Младеновски прочете:

I. Определя, считано от 01.07.2019 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 250,64 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 320 kWh/kWp.

2. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, цена – 208,74 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 320 kWh/kWp.

Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, както са посочени в решението.

Определя премии за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за производители с инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW, както подробно са описани в решението.

И. Н. Иванов завърши, че решението подлежи на обжалване пред Административен

съд София - град в 14-дневен срок.

Е. Харитонова попита някога във времето Комисията приемала ли е методиките, по които са определени тези цени. Същият въпрос се отнася и за следващите докладчици.

П. Младеновски отговори, че Методиката за прогнозните пазарни цени, основанието за приемане на подобна методика е от изменение в Закона от миналата година. Въпросната Методика е в раздел IIIа от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия, който Комисията е приела преди решението за цени от 01.07.2018 г. до 01.07.2019 г. Тази Методика е в самата Наредба. Това, което В. Баросов е казал, че е в самото решение, не е така. Не е в самото решение, това е в НРЦЕЕ.

В. Владимиров каза, че е щял да зададе същия въпрос.

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и §68, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г., §34, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2019 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 250,64 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 320 kWh/kWp.

2. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 208,74 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 320 kWh/kWp.

II. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, определена с Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР – 293,07 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 205,20 лв./MWh, без ДДС.

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

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 493,56 лв./MWh.

2. Електрически централи с инсталирана мощност от 500 kW до 1500 kW – 456,04 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 368,17 лв./MWh, без ДДС.

IV. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5 – 405,65 лв./MWh.

V. Актуализира преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6 – 349,48 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 261,61 лв./MWh, без ДДС.

VI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34 - 388,89 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 301,02 лв./MWh, без ДДС.

VII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35 – 452,52 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 364,65 лв./MWh, без ДДС.

VIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37 - 351,38 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 263,51 лв./MWh, без ДДС.

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

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 206,06 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 118,19 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 294,45 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 206,58 лв./MWh, без ДДС.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 138,28 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 50,41 лв./MWh, без ДДС.

X. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35 - 459,06 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 371,19 лв./MWh, без ДДС.

XI. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции –Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32 – 461,40 лв./MWh.

XII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37 – 390,21 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 302,34 лв./MWh, без ДДС.

XIII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33 - 360,20 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 272,33 лв./MWh, без ДДС.

XIV. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25 – 149,52 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 61,65 лв./MWh, без ДДС.

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

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 235,94 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 148,07 лв./MWh, без ДДС.
2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 300,35 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 212,48 лв./MWh, без ДДС.
3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 149,48 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 61,61 лв./MWh, без ДДС.

XVI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали, с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22 – 437,49 лв./MWh.

XVII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници за електроцентрали, с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2 – 392,72 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 304,85 лв./MWh, без ДДС.

XVIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2 - 349,78 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 261,91 лв./MWh, без ДДС.

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

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

1.1. Премия в размер на 129,73 лв./MWh, без ДДС 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 95,32 лв./MWh, без ДДС 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 87,82 лв./MWh, без ДДС 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 170,12 лв./MWh, без ДДС 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 29,12 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 104,14 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 188,29 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

1.7. Премия в размер на 88,80 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 172,95 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

1.8. Премия в размер на 64,43 лв./MWh, без ДДС 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 602,76 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 699,11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kW;

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

2.1. Премия в размер на 139,47 лв./MWh, без ДДС 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 103,51 лв./MWh, без ДДС 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 95,68 лв./MWh, без ДДС 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 181,69 лв./MWh, без ДДС 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 28,74 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 106,85 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 191,00 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

2.7. Премия в размер на 88,91 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 173,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

2.8. Премия в размер на 52,91 лв./MWh, без ДДС, 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 487,42 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 389,25 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 485,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW;

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

3.1. Премия в размер на 109,99 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 193,35 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.2. Премия в размер на 79,33 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 162,69 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.3. Премия в размер на 72,65 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 156,01 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.4. Премия в размер на 145,97 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 229,33 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

3.5. Премия в размер на 14,79 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

3.6. Премия в размер на 20,28 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 104,43 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

3.7. Премия в размер на 140,70 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 237,05 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.8. Премия в размер на 139,91 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 236,26 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

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

4.1. Премия в размер на 75,02 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 171,37 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.2. Премия в размер на 73,50 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 169,85 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW.

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

5.1. Премия в размер на 110,02 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 193,38 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.2. Премия в размер на 158,94 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 242,30 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kWдо 10 000 kW;

5.3. Премия в размер на 79,35 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 162,71 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.4. Премия в размер на 72,68 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 156,04 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.5. Премия в размер на 145,99 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 229,35 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

5.6. Премия в размер на 14,79 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

5.7. Премия в размер на 21,01 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 105,16 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

5.8. Премия в размер на 79,94 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 176,29 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.9. Премия в размер на 63,85 лв./MWh, без ДДС , при преференциална цена – 160,20 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

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

6.1. Премия в размер на 105,95 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 189,31 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.2. Премия в размер на 153,56 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 236,92 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

6.3. Премия в размер на 75,78 лв./MWh, без ДДС, при определена цена – 159,14 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.4. Премия в размер на 69,00 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 152,36 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.5. Премия в размер на 141,01 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 224,37 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

6.6. Премия в размер на 10,33 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 11,40 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW;

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

6.9. Премия в размер на 37,68 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 134,03 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.10. Премия в размер на 35,01 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 131,36 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

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

7.1. Премия в размер на 64,56 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

7.2. Премия в размер на 48,56 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

8. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР в размер на 38,35 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

9. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-14 от 03.04.2019 г. на КЕВР в размер на 29,12 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.

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

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

По т.2. Комисията, като разгледа **заявление с вх. № Е-14-01-9 от 01.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено„Топлофикация София” ЕАД, заявление с вх. № Е-14-49-6 от 29.03.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, гр. Пловдив, заявление с вх. № Е-14-04-7 от 01.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено**

от „Топлофикация Плевен” ЕАД, заявление с вх. № Е-14-13-6 от 01.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Бургас” ЕАД, заявления с вх. № Е-14-53-4 от 05.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадени от „Веолия Енерджи Варна” ЕАД, заявление с вх. № Е-14-06-3 от 29.03.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация - Враца” ЕАД, заявление с вх. № Е-14-05-4 от 01.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново, заявление с вх. № Е-14-16-3 от 01.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Разград“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-56-2 от 08.05.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД” ЕООД, гр. Пловдив, заявление с вх. № Е-15-57-11 от 29.03.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“, заявление с вх. № Е-14-09-5 от 02.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Русе” ЕАД, заявление с вх. № Е-14-03-6 от 29.03.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Перник” АД, заявление с вх. № Е-14-07-4 от 01.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Сливен“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-11-6 от 02.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Габрово” ЕАД, заявление с вх. № Е-14-24-5 от 02.04.2019 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-68-1 от 03.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай, заявление с вх. № Е-14-70-3 от 18.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, заявление с вх. № Е-14-70-2 от 18.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, заявление с вх. № Е-14-73-1 от 12.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа, подадено от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, заявление с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД, заявление с вх. № Е-12-00-150 от 01.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Нова Пауър“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-59-1 от 02.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от ЧЗП „Румяна Величкова”, заявление с вх. № Е-14-58-1 от 12.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Алт Ко” АД, заявление с вх. № Е-14-31-5 от 01.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Брикел” ЕАД, заявление с вх. № Е-14-78-3 от 02.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Солвей Соди” АД, заявление с вх. № Е-14-55-2 от 02.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-16-1 от 01.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Декотекс” АД, заявление с вх. № Е-14-57-1 от 01.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Енергиен Център ЗЕБРА” ЕООД, заявление с вх. № Е-14-77-1 от 02.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Белла България” АД, заявление с вх. № Е-14-63-1 от 02.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Димитър Маджаров - 2” ЕООД, заявление с вх. № Е-14-69-1 от 28.03.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Овердрайв“ АД, заявление с вх. № Е-14-65-1 от 02.04.2019 г. за

определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „МБАЛ – Търговище" АД, заявление с вх. № Е-14-75-3 от 20.05.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович" АД, гр. Стара Загора, заявление с вх. № Е-14-74-1 от 29.03.2019 г. за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Петров дол" ООД, заявление с вх. № Е-14-79-2 от 01.04.2019 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадено от „Коген Загоре" ЕООД, заявление с вх. № Е-14-33-6 от 01.04.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ТЕЦ Бобов дол" ЕАД, заявление с вх. № Е-14-71-8 от 14.05.2019 г за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Петрич" ЕАД, доклад с вх. № Е-Дк-291 от 21.05.2019 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 04.06.2019 г. открито заседание и на 07.06.2019 г. обществено обсъждане, установи следното:

II. Прогнозни данни:

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

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето в 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 31.12.2018 г. и в съответствие с Раздел II на Указания-НВ.

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

5. Договори за продажба на електрическа енергия за 2019 г., с всички приложения към тях (включително спецификациите към договорите).

6. Копие на действащите договори за доставка на въглища, течни горива и биогорива 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. Прогнозно количество емисии парникови газове (CO_2) за ценовия период 01.07.2019-30.06.2020 г., изчислено по формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) и количеството безплатни емисии CO_2 за 2019 г. и 2020 г.;

9. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

1. Структура на капитала към 31.12.2018 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;
- въглища, течни горива и биогорива – среднопретеглена цена между наличните количества на склад към 01.03.2019 г. и по действащите договори за доставка (Приложение

№ 2);

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-10 от 01.07.2018 г.;

5. Примерна стойност на коефициента за ефективност на производството на електрическа енергия – определената от КЕВР с решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. за съответното дружество;

6. Прогнозна цена на тон емисии CO_2 – 22 евро/t.

Допълнително с писма № Е-14-00-4 и № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. от дружествата е поискано да представят следната информация и документи, които не са представени със заявленията за утвърждаване на цени:

1. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях;
2. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения;
3. Отчетна информация за 2018 г. с приложени справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, приета с протоколно решение № 90/03.08.2006 г. на ДКЕВР;
4. Обосновка на количествата електрическа енергия за собствено потребление и за собствени нужди.

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 01.07.2018 г. - 30.06.2019 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 2018 г., като предпоставка за осъществяване на дейността по лицензиите.

Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ в доклад № Е-Дк-291 от 21.05.2019 г. (Доклада).

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

След прегледа на представените от дружествата заявления за новия ценови период от 01.07.2019 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 стойности 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 2018 г., през отчетния ценови период 01.07.2018 – 30.06.2019 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 са взети предвид мотивираните обосновки на дружествата за включените обекти и съоръжения със съответните стойности, отчетните разходи през 2018 г., както и възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности, както и извършения анализ на планираните и реално изпълнените ремонтни дейности през изминалия ценови период. 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 2018 г.

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски и социални разходи са допускани увеличения на стойностите, в сравнение с отчетените такива в рамките до 10%, при мотивирани обосновки за необходимостта, икономическа целесъобразност или значително изоставане на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2018 г. в дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 1 846 лв., съгласно данни на НСИ и финансовото състояние на дружеството. В общия случай, при пропуски в изискванията за обосновка, разходът за заплати е коригиран до отчетената стойност през 2018 г.;

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 **7%. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал** е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 **3,57%**, на основата на данни на БНБ към 31.12.2018 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 2018 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 2018 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 2018 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, постигани в топлофикационни мрежи в България от 17,5%, 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 2018 г., периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 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. Въз основа на данните от изминалия ценови период и краткосрочната прогноза за текущия ценови период се установява, че цените на горивата са стабилни и устойчиви като тенденция.

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 въз основа на утвърдената с Решение № Ц-16 от 28.06.2019 г. на „Булгаргаз" ЕАД цена на природния газ в размер на **44,90лв./MWh (без акциз и ДДС)** и при отчитане на индивидуалните разходи на дружествата за пренос на природен газ през газопреносната и газоразпределителните мрежи.

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за производителите

на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **90,49 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO_2) за производство на електрическа енергия са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и 20.12. от Указания-НВ, като от изчислените емисии на база прогнозните количества горива се приспаднат предвидените безплатни квоти (сума от 1/2 от квотите за 2019 г. и 1/2 от квотите за 2020 г.), по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО). За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер **25 евро/t** CO_2.

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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от **25 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 **- 0,48;**

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 – **0,35;**

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. „Топлофикация Петрич" ЕАД - 0,49
7. „Оранжерии Петров дол" ООД - 0,4863
8. „Нова Пауър" ЕООД - 0,4959
9. ЧЗП „Румяна Величкова" - 0,4952
10. „Алт Ко" АД - 0,4691
11. „ТЕЦ Бобов дол" ЕАД - 0,33
12. „Брикел" ЕАД - 0,3927
13. „Солвей Соди" АД - 0,3927
14. „ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД - 0,3927
15. „Декотекс" АД - 0,4889
16. „Енергиен център Зебра" ЕООД - 0,49
17. „Белла България" АД - 0,491
18. Димитър Маджаров - 2" ЕООД - 0,49
19. „Овердрайв" АД - 0,4708
20. „МБАЛ-Търговище" АД - 0,4966
21. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович" АД - 0,574

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. Определянето на прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за ценовия/регулаторен период налага първо да бъде определена прогнозна пазарна цена за базов товар, което е обосновано на стане въз основа на анализ на форуърдните сделки на националната и регионалните борси. След това трябва да бъде определен групов коефициент, който да отразява отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от топлофикационните дружества на пазара ден напред за предходната календарна година.

Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

За определяне на средногодишна пазарна цена за базов товар е извършен анализ на дългосрочните продукти, търгувани на платформите на „Българска независима енергийна борса" ЕАД (БНЕБ ЕАД) и цените за форуърдни продукти на румънската борса OPCOM[6] и унгарската борса HUPX[7], с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на границите с Румъния и Сърбия.

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка една

[6] https://www.opcom.ro

[7] https://www.hupx.hu

календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице данни, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. През месеците декември 2018 г. и януари 2019 г. на тази платформа са реализирани около 500 MW за календарната 2019 г. от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, но периодите на доставка варират между 01.01.2019 г., 01.02.2019 г., 01.03.2019 г. до 31.12.2019 г. с прекъсване от 01.05.2019 г. и 11.06.2019 г. по време на плановия годишен ремонт на централата. Постигнатите среднопретеглени цени са в диапазона 93 – 97 лв./MWh. Следва да се има предвид, че тези ценови нива са постигнати в период на екстремно високи цени на пазара „ден напред“, липса на предлагане на дългосрочни продукти от страна на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, ограничени водни запаси, очаквания за студена зима и прогнози за достигане на цените на въглеродните емисии до нива около 40 €/тон през 2019 г., което предопредели очаквания за по-високи цени от пазарните участници.

Предвид горното за определяне на прогнозната пазарна цена е необходимо да се вземат предвид цените на фючърсните сделки на HUDEX[8] и унгарските фючърси на EEX[9] (European Energy Exchange), които достигат нива от около 58 – 59 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 60 €/MWh. Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 9-10 €/MWh, които включват разходи за капацитети[10] и печалба.

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и оповестеното от президента на Съединените американски щати оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран. Последното доведе до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-та година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO_2 също влияят на цените на електрическата енергия на EEX, особено в месеците с по-високо търсене, когато производството от централи, различни от въглищните, не покрива потреблението.

Следва да се отбележи обаче, че въпреки наблюдавания ръст на цените на електрическата енергия на европейските борси, определящ фактор за нивата на регионалните цени до голяма степен са особеностите на климата в региона. В тази връзка и предвид отдалечеността във времето на периода, за който се изготвя прогнозата, не е възможно да се прогнозира с голяма точност, поради огромното влияние на климата върху цените на електрическата енергия. Например, прохладно лято ще доведе до корекция надолу на цената за трето тримесечие, а оттам и на годишната, времето през зимата, което към настоящия момент е невъзможно да се прогнозира, оказва най-голямо влияние върху средната годишна цена, а дъждовна пролет, съчетана със снеготопене, обикновено води до много ниски цени през второ тримесечие, които също значително повлияват на среднопретеглената цена за годината.

Освен климатичните особености до голяма степен върху цените влияе и управлението на мощностите в електроенергийната система, като ефективното използване на водния ресурс, управлението на излишъците, възможностите за внос и износ в „рамките на деня“ и др.

В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват по-ниските нива на фючърсните сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране

[8] https://hudex.hu

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

[10] http://www.jao.eu/marketdata/yearlyauctions

на риска от волатилността на пазара „ден напред“ и включват в себе си определен процент рискова премия.

При изготвянето на прогнозата са отчетени и следните обстоятелства, които биха могли да повлияят на пазарната цена в посока надолу:

– На пазара за следващия ценови/регулаторен период ще се предлагат допълнителни количества електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от слънчева енергия, показва, че тогава цената на пиковата енергия се понижава значително, което води до намаление на цените за базов товар;

– Излизането на голямо количество електрическа енергия от ВЕИ на пазара ще доведе до големи излишъци в определени часове. Например, високо производство на фотоволтаични централи през следобедните часове, съчетано с невъзможност от спиране на конвенционалните централи поради нуждата на оператора от мощности за посрещане на вечерния пик или високо производство на вятърните централи през нощта, когато товарите са ниски;

– Възможност за износ към традиционно по-евтиния от унгарския, румънски пазар на електрическа енергия, който поради възможностите за транзит през България оказва влияние върху гръцкия и турския пазар;

– Плановете за създаване на борсов оператор и стартиране на пазар „ден напред“ и „в рамките на деня“, вместо досегашния „пул“, опериран от преносния оператор IPTO S.A. в гръцката пазарна зона до края на 2019 г. Това е възможно да доведе до увеличаване на спреда пик-офпик на гръцкия пазар и да редуцира цената за офпик на българската борса, тъй като в момента се изнася голямо количество електрическа енергия към Гърция в нощните часове поради по-високите цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е определена в размер на 89,00 лв./MWh.

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 топлофикационните дружества е обосновано да бъдат използвани предоставените с писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от ЕСО ЕАД данни за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 г. за почасовите графици на тези дружества. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2018 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 2018 г. и постигнатата среднопретеглена цена от топлофикационните дружества на пазара ден напред за 2018 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за тези дружества 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 за производителите 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 Русе“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД,

„Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	79,32 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	1,01671
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**90,49 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 90,49 лв./MWh.

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14, ал. 1 от ЗЕ, чл. 30 и чл. 31 от НРЦТЕ и чл. 47 и чл. 48 от НРЦЕЕ на 04.06.2019 г. и на 07.06.2019 г. Комисията е провела съответно открито заседание за разглеждане на Доклада и обществено обсъждане на проект на решение за утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2019 г.

На откритото заседание Комисията е обсъдила със съответните енергийни дружества Доклада, след което в рамките на определения съгласно чл. 30, ал. 4 от НРЦТЕ и чл. 47, ал. 3 от НРЦЕЕ срок, дружествата, направили възражения по Доклада, са имали възможност да представят своите писмени становища и обосновки.

Чрез съобщение на интернет страницата на Комисията, съгласно решение на КЕВР по Протокол № 96 от 05.06.2019 г., т. 1, за участие в общественото обсъждане са поканени заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители. С писмо на КЕВР с изх. № Е-04-00-36 от 05.06.2019 г. като заинтересовани лица са поканени да присъстват представители на: Министерство на енергетиката, Комисия по енергетика към Народното събрание, Омбудсман на Република България, Конфедерация на независимите синдикати в България, Конфедерация на труда „Подкрепа”, Българска стопанска камара, Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори, Българска браншова камара на енергетиците, Конфедерация на работодателите и индустриалците в България, Асоциация на индустриалния капитал в България, Българска търговско-промишлена палата, Асоциация на топлофикационните дружества, Федерация на потребителите в България, БНА „Активни потребители“, Комисия за защита на потребителите, Гражданско движение „ДНЕС“, Национална федерация на енергетиците, Независима синдикална федерация на енергетиците в България.

Министерство на енергетиката, Комисия по енергетика към Народното събрание, Конфедерация на независимите синдикати в България, Конфедерация на труда „Подкрепа”, Българска стопанска камара, Българска федерация на индустриални енергийни консуматори, Българска браншова камара на енергетиците, Конфедерация на работодателите и индустриалците в България, Асоциация на индустриалния капитал в България, Българска търговско-промишлена палата, Асоциация на топлофикационните дружества, Българска национална асоциация „Активни потребители“, Комисия за защита на потребителите и Национална федерация на енергетиците не са изпратили свои представители.

На общественото обсъждане са присъствали: г-жа Мая Манолова – Омбудсман на

Република България; г-н Емил Георгиев – изпълнителен секретар на Федерация на потребителите в България; г-н Георги Христов - Гражданско движение „ДНЕС“; г-н Божидар Митев - Независима синдикална федерация на енергетиците в България; инж. Ангелаки Гоцев – ПП „Българска пролет“; г-н Георги Котев; г-н Минчо Христов; г-жа Цветанка Илиева; г-жа Мария Асими; адв. Владислав Янев; г-жа Ралица Митева, проф. Красимир Боев, г-н В. Енчев, г-н И. Иванов, г-н В. Новаков.

Съгласно изискванията на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ на заинтересованите лица е определен 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В определения срок са постъпили писмени възражения и становища от следните дружества и заинтересовани лица: „Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация Плевен“ ЕАД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация ВТ“ АД, „Топлофикация Перник“ АД, ЧЗП „Румяна Величкова“, „Топлофикация Разград“ ЕАД, „МБАЛ - Търговище“ АД, „Топлофикация - Сливен“ ЕАД, „Топлофикация - Габрово“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „ТЕЦ - Бобов Дол“ ЕАД, „Солвей Соди“ АД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Енергиен център Зебра” ЕООД, както и от г-жа Мая Манолова – Омбудсман на Р България, г-жа Цветанка Цанева, г- н Стоян Грозданов, г-н Венцислав Митовски, адв. Захари Генов и адв. Стефан Сталев, г-жа Мария Асими, инж. А. Гоцев – ПП „Българска пролет“, адв. В. Янев, г-н М. Христов.

I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА”:

1. „Топлофикация София” ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-01-9 от 01.04.2019 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 2018 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 – 95,98 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 255,45 лв./MWh

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

- цена на природен газ - 499,42 лв./knm^3;
- цена на мазут – 546,25 лв./t;
- цена на газьол – 2 016,72 лв./t.

Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2018 г. и обосновка на прогнозните технико-икономически и финансови ценообразуващи елементи за регулаторен период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Отчетни данни:

- ***Производство на топлинна енергия***

Производствената програма на дружеството за 2019 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 2018 г., е в размер на 3 705 111 MWh и е с 3,7% по-малко спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2018 г. технологичните разходи по преноса са увеличени спрямо планираните и възлизат на 881 609 MWh, като увеличението от около 4,16% се дължи на по-големи загуби на топлоносител, вследствие пробивите.

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса. През отчетната 2018 г. в „Топлофикация София" ЕАД са произведени 4 660 236 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 2,45% 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 2018 г. са произведени 845 898 MWh електрическа енергия, което е с 10,37% по-малко от прогнозираните и се дължи на по-малкия топлинен товар, вследствие климатичните фактори и:

- *Ограничение на мощността на каскадата 8-8А, поради повреда на трансформатор № 8 в ТЕЦ "София".*
- *Спиране на работата на ТГ 8 поради ремонт на трансформатор № 8 в ТЕЦ „София".*
- *Поява на вибрации на ТГ 9, което налага временно ограничение на мощността от 35 MWe на 27 MWe.*
- *По-късно започване на отоплителен сезон 2018-2019 г. на 07.11.2018 г., поради по–високи външни температури.*

- ***Специфичен разход на условно гориво***

Специфичният разход на условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия зависи от работещите основни и спомагателни съоръжения за съответния период. Отчетените стойности на този показател са по-ниски за топлопроизводството и електропроизводството, спрямо планираните стойности за 2018-2019 г.

<u>Прогнозни данни:</u>

<u>Продажба на топлинна енергия</u>

При определяне на 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 в размер на 3 812 438 MWh и са с около 2,89% по-големи от базовата 2018 г., като са обусловени от следните предпоставки:

- *Отчетните данни за продажба на топлинна енергия показват тенденция на постоянен ръст на продажбата на топлинна енергия с около 2,89% на годишна база.*
- ***климатичен фактор** – Денградусите през базовата 2018 г. са 2 431. Това е с около 19,29% по-малко от изчислителните денградуси за гр. София. Формираните денградуси за новия ценови период отразяват едно средно ниво и тенденцията в динамиката на денградусите. Продължителността на отоплителния сезон е приета за 174 дни, което е средна стойност за последните 14 години.*

<u>Производствена програма за периода 01.07.2019 г. ÷ 30.06.2020 г.</u>

Продажбите, технологичните разходи по преноса и собствените нужди определят количеството на произведената топлинна енергия. На база тази енергия е определено прогнозното количество произведена електрическа енергия в двете топлоелектрически централи.

Производство на топлинна енергия

Прогнозираното произведено количество топлинна енергия през новия ценови период е в размер на 4 777 303 MWh, което е с 2,45% по-голямо от произведеното през базовата година, обусловено в най-голяма степен от очакваното увеличение на присъединен топлинен товар и очаквано изменение на климатичните фактори.

- ***технологични разходи при преноса на топлинната енергия*** *- прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия са с относителен дял спрямо отпуснатата топлинна енергия в размер на 18,64%, при относителен дял през базовата година 19,22%. Прогнозираното намаление на относителния дял спрямо базовата година е около 0,58%.*

Запазен е делът на загубите в абонатните станции (АС) в общия дял на технологичните разходи, който е около 0,85% от отпуснатата топлинна енергия. Прогнозният дял на загубите се запазва, тъй като ефективността на новите съоръжения компенсира повишението, а все повече небитови клиенти предприемат мерки по подмяна на старите АС. Запазва се делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са както следва:

- *199 173 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа.*
- *634 543 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.*
- *39 835 MWh за топлоотдаване от съоръженията в АС.*

Собствени нужди на инсталациите за производство *– прогнозираните собствени нужди са в размер на 91 314 MWh, което представлява около 1,91% от общото производство. Относителният им дял е запазен спрямо базовата година.*

През новия ценови период, в сравнение с базовата година, е планирано увеличение на продажбите с около 2,89%, при увеличение с около 2,51% на производството. Най-голяма роля за промяната на продажбите има присъединяването на нови клиенти и климатичният фактор.

Производство и продажба на електрическа енергия

За новия ценови период се предвижда производство на 933 637 MWh, които ще бъдат изцяло произведени по високоефективен комбиниран начин за производство на електрическа и топлинна енергия, в съответствие с Наредба № РД-16-267 на Министъра на енергетиката, като това количество е с 10,37% повече спрямо произведеното през 2018 г. в размер на 845 898 MWh.

По-малкото производство на електрическа енергия през отчетната 2018 г. се дължи основно на по-ниския топлинен товар, по-малко денградуси и непроизводство, следствие на:

- *Работа с ограничена електрическа мощност на каскадата 8-8А, поради повреда на янсен на трансформатор № 8 в ТЕЦ "София".*
- *Спиране работата на ТГ 8 поради ремонт на трансформатор №8 в ТЕЦ "София".*
- *Поява на вибрации на ТГ 9, което налага временно ограничение на мощността от 35MWe на 27MWe.*
- *По късно започване на отоплителен сезон 2018-2019г. на 7.11.2018 г., поради по–високи външни температури.*

Предвижда се увеличение на произведеното количество електрическа енергия следствие въвеждането на нова противоналегателна турбина ТГ ст. №4 в ТЕЦ „София Изток" с инсталирана мощност 40 MW. В съответствие с повишеното производство се

предвижда увеличение на собствените нужди и загубите от трансформация, които са в размер на 187 800 MWh.

Планираната за реализация енергия е 745 837 MWh, което представлява увеличение с 9% спрямо отчетената през 2018 г. в размер на 684 096 MWh. Прогнозната стойност е съобразена с климатичните фактори, промяната на потреблението, следствие присъединяване на нови потребители, промяната на ефективността с въвеждането на ТГ4, промяна на топлинните характеристики на сградния фонд и тренда на произведената електрическа енергия за последните 5 години.

Топлинни мощности

При планирането на топлинните мощности са използвани максималните топлинни товари постигнати на изхода на централите през последните три години. Приложени са извадки от оперативните ведомости, доказващи техните стойности.

Горива за производство

Необходимото гориво за производство през новия ценови период възлиза на 697 198,74 knm^3 природен газ и 74,46 t газьол. Количествата са формирани на база планираните специфични разходи на условно гориво, които са в пряка зависимост от избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

В Решение № Ц-10 от 1.07.2018 г. за „Топлофикация София“ ЕАД е определен коефициент за ефективност на производството на електрическа енергия ***0,48****.*

В представения ценови модел дружеството счита за необходимо да бъде приложен коефициент ***0,33****. Видно от отчетните данни отношението на продадената електрическа енергия, съотнесена към продадената топлинна енергия за 2018 г., е съответно* ***0,185****.*

Предложеното съотношение оптимизира цената на основната услуга на дружеството - продажба на топлинна енергия и продажбата на произведената високоефективна комбинирана електрическа енергия.

Енергийна ефективност

Общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 82,94%, която е с около 1,53% по-ниско 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: нетен специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 140,39 kg/MWh, формиран за компанията и брутен специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 189,65 g/kWh. Специфичният разход на условно гориво за производство на топлинна енергия е планиран, малко по-висок от този през базовата година. Специфичният разход на условно гориво за производството на електрическа енергия е малко по-нисък от постигнатия през 2018 г. Специфичните разходи на условно гориво зависят в най-голяма степен от 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 дебита на топлоносител в топлопреносната мрежа, който зависи от климатичните условия през отоплителния сезон. Планирането е направено на база среден като продължителност отоплителен сезон от 174 дни.

Прогнозни годишни разходи за дейността за регулаторен период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

1. Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за новия ценови период 2019 - 2020 г. е 121 214 хил. лв. или с 12% повече спрямо отчетените

през 2018 г.

По-долу е дадена подробна информация за основните разходи и обосновка на факторите, водещи до изменението им спрямо базисния период.

Разходи за амортизации

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 определен метод на амортизация.

Разходите за амортизация за новия ценови период са на стойност 30 279 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период. Планирани са на нивото от 2018 г., като завишението е в резултат на прибавения разход за амортизацията на новия ТГ 4, който е въведен в експлоатация в края на 2018 г. В разходите за амортизация не е отчетено завишението на амортизационните разходи в резултат на извършената преоценка на „имоти машини и съоръжения“ към 31.12.2018 г., която би следвало да бъде призната при следващия регулаторен преглед. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а 3 500 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 2019 - 2020 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 9 124 хил. лв. и формират 1,7% от предложените годишни разходи за ценовия период. Включват предвидените ремонтни дейности на съоръжения в топлоизочниците, топлопреносната мрежа, сгради и съоръжения, обслужващи лицензионните дейности. В разходите за ремонт не са включени разходи с инвестиционен характер, както и разходи за ремонт на активи, които са извън лицензионната дейност на дружеството. Разпределението на разходите за ремонт в справка № 1 „Разходи“ е следното:

Общо предвидените средства за ремонт в производството са в размер на 5 059 хил. лв., разпределени, както следва:

- 2 445 хил. лв. са предвидените разходи за ремонт, отнесени към топлинната енергия. Те включват предвидените ремонти в централите, произвеждащи само топлинна енергия, на стойност 1 432 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 1 013 хил. лв.;

- 419 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 2 195 хил. лв., получени спрямо дела на ДМА за комбинирано производство;

- Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност 4 065 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 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 новия регулаторен период са на стойност 40 399 хил. лв., което представлява увеличение спрямо отчета за 2018 г. с 16%. Покачването е в резултат на извършената индексация на работните заплати вследствие увеличението на минималната работна заплата за страната от месец януари 2019 г. с 9,8% и спазването на Колективния трудов договор на дружеството. Средната брутна работна заплата за дружеството от 01.01.2019 г. е в размер на 1 482,20 лв. и все още остава значително по-ниска от средната заплата в сектор „Енергетика“, която по данни на НСИ за 2018 г. е в размер на 1 808 лв.

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 20 186 хил. лв. и е планиран на нивото на базисната година. В състава им, съгласно Указанията на Комисията, не са включени разходите за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“, финансови разходи, както и такива, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството. Като цяло разходите са планирани на нивото на тези от 2018 г., като общото завишение се дължи на следните позиции:

- Експертни и одиторски разходи са завишени спрямо 2018 г. с 36 хил. лв. Предвиденото увеличение се дължи на разходи за одиторски услуги във връзка с първоначалното внедряване на нови международни счетоводни стандарти (МСФО 9 и МСФО 15), както и лицензирана оценка на дълготрайни материални активи и материални запаси.

- Предвиденото увеличение на разходите за работно облекло е в размер на 74 хил. лв. и е съобразено с предстоящо сключване на нов договор за доставка на работно облекло и лични предпазни средства.

- При прогнозирането на съдебните разходи е взета предвид новата разпоредба на

чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ, според която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи, които не са свързани със съответната лицензионна дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания".

Планираните съдебни разходи за новия регулаторен период в размер на 3 600 хил. лв. са предвидени на нивото на платените държавни такси по заведени нови дела за 2018 г., които са в размер на 3 680 хил. лв.

Променливи разходи

Променливите разходи на дружеството за периода 2019 -2020 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 402 909 хил. лв., като завишението спрямо отчета за 2018 г. е 18%.

Разходите за природен газ са на стойност 348 198 хил. лв. и представляват 86% от всички променливи разходи. Изчислени са при цена от 499,42 лв./knm^3, получена съгласно Приложение 5, в т.ч.:

- *в т.ч.: 473,67 лв./ knm^3 (44,80 лв/MWh) - действаща цена на природен газ в сила от 01.01.2019 г. съгласно Решение № Ц-19 от 28.12.2018 г. на КЕВР;*
- *0,54 лв./knm^3 – среднопретеглена цена за пренос през газопроводи, собственост на „Овергаз мрежи" АД към ВОЦ на дружеството;*

Цени за пренос и достъп през газопреносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз" ЕАД за газовата година 01.10.2018 г. - 30.09.2019 г.

- *4,25 лв./knm^3 - цена за пренос;*
- *20,96 лв./knm^3 - среднопретеглена цена за достъп, изчислена спрямо заявени от „Топлофикация София" ЕАД количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт.*

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид за новия регулаторен период са предвидени в размер на 26 395 хил. лв. Изчислението им е извършено съгласно указанията на Комисията, при цена 22,00 евро/t и по формулата за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, публикувана на интернет страницата на ИАОС, при емисионен фактор 55,64 tCO_2/TJ. Общото прогнозно количество генерирани емисии е в размер на 1 335 450 t. От тях са приспаднати полагащите се на дружеството безплатни квоти по Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ) и Националния план за инвестиции (НПИ) за 2018 г. и 2019 г., в резултат на което, прогнозното количество за закупуване е в размер на 613 408 t.

Към 31.03.2019 г. „Топлофикация София" ЕАД не е закупила необходимите квоти за покриване на генерираните емисии през 2018 г. В съответствие с Международните стандарти за финансово отчитане във финансовия отчет на дружеството към 31.12.2018 г. е начислена провизия за бъдещ разход за покупка на тези квоти в размер на 34 838 хил. лв., изчислена при цена от 24,68 евро/t (борсова цена на EEX към 28.12.2018 г.) и 721 726 t – прогнозно необходимо количество за покупка. Също така, през м. април 2018 г. е отчетен разход от 6 388 хил. лв. за покупка на квоти генерирани през 2017 г., който влиза във финансовия отчет за 2018 г. По този начин общият разход за квоти в отчета за 2018 г., посочен в ценовия модел е на стойност 41 266 хил. лв.

От изключително значение за ликвидността и финансовата стабилност на дружеството е своевременното възстановяване на разходите, които ще бъдат извършени за покупката на квотите от 2018 г. В тази връзка дружеството настоява те да бъдат взети предвид от Комисията при окончателното решение за цените за новия регулаторен период в сила от юли 2019 г., за което дружеството ще предостави необходимата допълнителна информация. В отделна справка дружеството предоставя информация по т. 9 от Раздел I от Писмото. Отчетни данни от изисканата

информация за количествата емисии, закупени за 2018 г. и за ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Разходите за консумативи (химикали и реагенти) са в предвидени на нивото на отчета и са в размер на 850 хил. лв.

Прогнозните променливи разходи за вода са в размер на 4 790 хил. лв. Планираното увеличение с 11% спрямо базисната година отразява увеличението в сила от 01.01.2019 г. на цената на питейната и промишлената вода, както и на услугите по отвеждане и пречистване.

Дружеството не предвижда разходи за външни услуги в променливите разходи.

2. Регулаторна база на активите (РБА)

РБА за периода 01.07.2019 – 30.06.2020 г. е в размер на 424 911 хил. лв., изчислена в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2018 г. Признатата стойност на активите е отчетената стойност на активите на дружеството към края на 2018 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. В съответствие с Указания-НВ, за регулаторния период в стойността на дълготрайните активи не е включена извършената преоценката на ДМА към 31.12.2018 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 59 784 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 61 730 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 възвръщаемост

Нормата на възвръщаемост на капитала за ценови период 2019 - 2020 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 7,59%, като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2018 г. Съгласно изискванията в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана е 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 е формирана от лихвата по държавно-гарантиран инвестиционен заем от Международната банка за възстановяване и развитие (МБВР), по силата на заемно споразумение от 18 юли 2003 г.

В отговор на писмо с изх. № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г. на КЕВР с писмо с вх. № Е-14-01-15 от 02.05.2019 г. дружеството е представило допълнително изисканата информация.

В обосновката на получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения „Топлофикация София“ ЕАД посочва, че през 2018 г. е отчело такива приходи в размер на 1 675 746,51 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 1,20% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 1,25% по- ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 19,53% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), основно от

увеличените разходи за ремонт с 51,19% и разходите заплати и възнаграждения с 25,09%.

През следващия регулаторен период дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 2,45%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -22,71% 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 НВск, е вследствие на реализираното по-малко количество електрическа и топлинна енергия при завишени условно-постоянни и променливи разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -8,47%, вследствие на по-ниските продажби на електрическа и топлинна енергия и ръст на условно–постоянните разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени разходите за цялостната дейност на дружеството.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на високата цена на закупените количества CO_2 квоти в размер на 43,03 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 14,20 лв./t, независимо, че закупените количества CO_2 квоти са по-малки от заложените в утвърдените цени.

<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 17 065 хил. лв. на 9 717 хил. лв. или със 7 348 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, както и значителното неизпълнение на инвестиционната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани инвестиции в преноса на топлинна енергия – 26 765 хил. лв.;

- изпълнени инвестиции в преноса на топлинна енергия – 13 051 хил. лв., съгласно представените данни в справка № 3 и т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 9 124 хил. лв. на 4 985 хил. лв. или с 4 139 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 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 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 6 035 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 4 985 хил. лв., съгласно представените данни в справка № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- 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 2018 г. в размер на 32 296 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 21 659 хил. лв. на 19 174 хил. лв. или с 2 485 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2018 г. в размер на 17 431 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 676 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

20 184 хил. лв. на 19 405 хил. лв., или със 779 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход и липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност и необходимостта от увеличението, а именно:

- Горива за автотранспорт
- Работно облекло
- Вода, отопление и осветление
- Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт
- Квалификация
- Опазване на околна среда

- разходите за въоръжена и противопожарна охрана в преноса на топлинна енергия е коригиран от 769 хил. лв. на 0 хил. лв., като немотивиран и неприсъщ разход, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за съдебни разходи в преноса на топлинна енергия е коригиран от 1 208 хил. лв. на 0 хил. лв., като немотивирана стойност, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за вода и разходите за закупена енергия са коригирани съответно с 310 хил. лв. и с 502 хил. лв. в преноса, до нивото на отчетените през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 26 395 хил. лв. на 29 980 хил. лв. или с 3 585 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 613 408 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 480 762 knm^3 на 459 762 knm^3 с 21 000 knm^3, на стойност 10 500 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия с 2,67% по-висока от отчетената такава, поради увеличение на производството на топлинна енергия с 315 401 MWh, или с 12% в комбинираната част, поради постоянната работа на новата мощност в ТЕЦ „София-Изток“, 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, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 873 551 MWh (18,64%) на 818 551 MWh (17,48%) или с 55 000 MWh до достигане на стойността на вече постигани от дружеството загуби от топлоотдаване и изтичане (например през 2015 г.), в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

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

След проведеното открито заседание на 04.06.2019 г. с писмо с вх. № Е-14-01-18 от 04.06.2019 г. от „Топлофикация София” ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

1. Относно признатия размер на разходите за емисии парникови газове в

размер на 29 996 хил. лв.

„Топлофикация София" ЕАД счита, че така определените средства ще бъдат недостатъчни за покриване на реално извършените от дружеството разходи за покупка на квоти. Възприетият от Комисията подход предвижда компенсация на прогнозните разходи за емисии за новия ценови период, без да покрива вече извършените от дружествата разходи за покупка на квоти.

Дружеството посочва, че има несъответствие между изчисления разход на дружеството и описаното в общия подход. При подаване на заявлението дружеството е спазило указанията от Писмото на КЕВР, като от прогнозно генерираните емисии е приспаднат пълният размер на полагащите се безплатни квоти за 2019 г. и 2020 г., в резултат на което са изчислени за закупуване 613 408 t по цена 22 евро/t на стойност 26 395 хил. лв.

Съгласно т. 13 от общия подход при определяне на количеството емисии за закупуване следва да се приспадне 1/2 от полагащите се безплатни квоти за 2019 г. и 1/2 от тези за 2020 г., като за целите на ценообразуването е приета цена от 25 евро/t.

Във възражението се посочва, че при извършената корекция на разхода за емисии на „Топлофикация София" ЕАД е взета предвид единствено промяната на цената от 22 на 25 евро/t, без да са преизчислени количествата безплатни емисии съгласно общия подход. Не е отразена и корекцията на прогнозните количества емисии в резултат на намалението на природния газ с 21 000 knm^3 за периода 2019/2020 г. Направен е извод, че при спазване на разпоредбите на общия подход, разходите за закупуване на емисии, които влизат в разходната част за новия регулаторен период, следва да бъдат на стойност 45 683 хил. лв., изчислени в табличен вид.

В случай, че бъдат приложени критериите на общия подход, през следващия ценови период дружеството ще успее да възвърне по-голямата част от направените до момента разходи за покупка на квоти, което ще допринесе в значителна степен за стабилизиране на финансовото му състояние и при положение, че няма значителен ръст на цената през периода, би успяло да закупи необходимите квоти без да нарушава плащанията си към „Булгаргаз" ЕАД. Направено е сравнение между реално извършените от дружеството разходи за квоти към момента и разходите, които ще бъдат включени в цените при спазване на общия подход.

2. Корекция на разходите за ремонт от 9 124 хил. лв. на 4 985 хил. лв.

Дружеството посочва, че е планирало разходите за ремонт съобразно нуждите от поддържане в изправно състоянието на съоръженията за производството на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия за правилното им и безопасно функциониране. При подаването на заявлението за новия ценови период „Топлофикация София" ЕАД е представило детайлизирана справка за прогнозните разходи по отделни позиции и стойности.

3. Корекция на разходите за заплати и възнаграждения и признаването на увеличение с 10% спрямо нивото на утвърдената стойност в предходния регулаторен преглед.

Съгласно т. 1.3 от общия подход Комисията „допуска увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, в сравнение с отчетените такива в рамките до 10%". По отношение на „Топлофикация София" ЕАД е направено изключение от възприетия подход, в резултат на което дружеството счита, че ще се задълбочи системният недостиг на разходите за персонал. В условията на устойчиво нарастващи доходи в страната през последните години и с оглед на факта, че дружеството е участник на пазара на труда в столицата, където нивото на работните заплати е над средното за страната, дружеството счита, че предвидените разходи за персонал осигуряват баланса между политиката на дружеството по оптимизация на разходите и макроикономическите фактори, влияещи върху тези разходи. В тази връзка дружеството предлага Комисията да се съобрази с предложените разходи или да признае 10% увеличение спрямо отчетените разходи през 2018 г.

4. Намаление на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, които са коригирани от 20 184 хил. лв. на 19 405 хил. лв.

По отношение на извършените корекции „Топлофикация София" ЕАД е изложило следните аргументи:

- Предвидените разходи за горива за автотранспорт са планирани на база сключени договори за доставка на автомобилно гориво - бензин, дизел, пропан-бутан и метан.

- Предвид срока на експлоатационна годност на работното облекло и личните предпазни средства при този разход се наблюдава известна цикличност, която се изразява в години с по-нисък разход, следвани от години с по-високи, за което е представена справка за извършените разходи за периода 2015 – 2018 г. и прогнозните за новия ценови период.

- Разходи за безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт се полагат в съответствие с изискванията на Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея. Планираното повишение на тези разходи за новия ценови период се дължи на сключен нов КТД, влязъл в сила от 01.09.2018 г., съгласно който цената на ваучерите за полагаща се безплатна храна се е увеличила с близо 25%.

- Увеличението на разходите по опазване на околната среда се дължи на промени в нормативната база в областта на екологията. Заложените по-високи разходи спрямо отчета са в изпълнение чл. 60, ал. 1, т. 5 от Наредба № 6 от 26 март 1999 г. за реда и начина за измерване на емисиите на вредни вещества, изпускани в атмосферния въздух от обекти с неподвижни източници. Съгласно промените е необходимо калибриране не само на газоанализаторите, а калибриране на цялата система за СНИ.

- Планираните разходи за квалификация са прогнозирани, както на база промени в нормативните документи, довели до необходимостта от задължителни професионални обучения, курсове и преквалификации, така и на база допълнителни обучения, целящи повишаване на квалификацията и подобряване на професионалните умения.

- При планираното 6% увеличение на разходите за вода, отопление и осветление през новия ценови период, спрямо отчета за 2018 г., са взети предвид утвърдените от КЕВР цени за 2019 г. на „Софийска вода" АД с Решение № БП-Ц-1 от 29.03.2017 г. и по-високата цена на топлинна енергия от влязла в сила от 01.10.2018 г.

5. Намаление на разходите за закупена енергия и вода, съответно с 502 хил. лв. и с 310 хил. лв.

Дружеството посочва, че е планирало разходите за закупена електрическа енергия за производствени нужди в централите, както и в АС и в мрежовите помпени станции в съответствие с прогнозната производствена програма и прогнозни цени на електрическата енергия, близки до действащите на цени на Българската независима енергийна борса (БНЕБ) към момента на изготвяне на ценовия модел.

Планираните разходи за вода за производство (промишлена, питейна и от собствен водоизточник) са определени съгласно прогнозната производствената програма на дружеството за новия ценови период и утвърдените от КЕВР цени на „Софийска вода" АД с Решение № БП-Ц-1 от 29.03.2017 г.

6. Във връзка с новия текст в чл. 104 ал. 2 от ЗЕ, според който „ *От 01.07.2019 г.* ***цените за достъп и/или пренос се дължат от производителите на електрическа енергия****, операторите на електроразпределителни мрежи за количеството електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по преноса и от крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система, освен в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 2 и ал. 2".*

Предвид факта, че законът не изключва изрично този разход от състава на признатите разходи дружеството счита, че Комисията следва да вземе предвид този нов разход за топлофикационните дружества при утвърждаването на цените за новия регулаторен период.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за емисии парникови газове не се приема. За целите на ценообразуването е приета цена на CO_2 квоти в размер на 25 евро/t CO_2, която, умножена по предложеното от дружеството количество квоти в размер на 613 408 t за новия ценови период, формира разходите за емисии в размер на 29 980 хил. лв., в съответствие с т. 13 от общия подход.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт не се приема. Включената стойност за новия ценови е в размер, равен на отчетената стойност през базисната година. С така определения от Комисията разход дружеството ще бъде в състояние да покрие ремонтни дейности, на ниво, за което е доказало, че притежава организационен и финансов ресурс, като е взето предвид нивото на отчетените разходи за ремонт през последните 3 години.

3. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за заплати не се приема. Корекцията на разходите за заплати и възнаграждения е извършена в съответствие с т. 1.3 от общия подход, като са намалени с 4 874 хил. лв., с оглед постигане на увеличение с 10% спрямо утвърдената стойност през 2018 г., която е в размер на 32 296 хил. лв., т. е. определеният разход за новия ценови период е в размер на 35 525 хил. лв. Поради предварително повишените разходи за заплати през 2018 г. реалното повишение спрямо отчетената стойност от 34 793 хил. лв. е в размер на 2,1%.

С оглед високия дял на нивото на осигурителните вноски и социалните разходи в общия размер на работната заплата, прогнозният размер за новия ценови период е коригиран на нивото на отчетената стойност за 2018 г.

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

4. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, не се приема. Направена е допълнителна корекция на разходите за абонаментно поддържане от 768 хил. лв. на 509 хил. лв. или с 259 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., с аналогични мотиви, както другите корекции в групата разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи разходи в производството и топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. При рязко нарастване на цените за закупуване на квоти, което е значимо повишение на разходите в цените, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

5. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за закупена енергия и вода не се приема. Направена е допълнителна корекция на разходите за енергия с 276 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., увеличена с 10%, което е увеличението на произведената електрическа енергия. С тази корекция е определен общият разход за енергия и вода съобразно увеличението на производството.

6. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп и/или пренос, не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

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) – 199,84 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 199,84 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 109,35 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 95,64 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 518 912 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 489 071 хил. лв., от които условно-постоянни – 96 909 хил. лв. и променливи – 392 162 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 393 160 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,59%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 745 837 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 867 438 MWh

2. „ЕВН България Топлофикация" ЕАД, гр. Пловдив

С писмо с вх. № Е-14-49-6 от 29.03.2019 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.;

2. Годишен доклад за 2018 г. за изпълнение на лицензионните дейности на дружеството с писмо с вх. № Е-14-49-7 от 29.03.2019 г.;

3. Годишен финансов отчет за 2018 г. с писмо с вх. № Е-14-49-8 от 29.03.2019 г.

4. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД към м. 02.2019 г.

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

- Еднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 104,23 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 103,23 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ - 103,23 лв./MWh;

- Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 190,33 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 503,68 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на дружеството е следната:

I. Изходни параметри и нормативни основания при подаване на заявление за определяне на цените за енергия за регулаторен период от 01.07.2019 г.:

- *Обща норма на възвръщаемост на капитала преди данъци – 7,09%, при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 7,0%, определена с решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР;*
- *Регулаторна база на активите – изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ;*
- *Планирани продажби на топлинна енергия в размер на 235 169 MWh или увеличение от 11,0% спрямо отчета за 2018 г., на база нормални средногодишни външни*

температури за региона на гр. Пловдив през следващия ценови период;

- *Размер на технологичните разходи 100 787 MWh или 30% от производството на топлинна енергия – (планиран спад от 9,97% спрямо базисната 2018 г., поради извършени инвестиции в топлофикационната мрежа и очаквано повишено количество на продажбите);*
- *Планирани продажби на електрическа енергия 307 090 MWh (увеличени с 35,7% спрямо 2018 г., поради извършен ремонт на нова когенерация през предходната година), като прогнозата е за 296 214 MWh комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство, а 10 876 MWh комбинирана електрическа енергия;*
- *Цена на природния газ в размер на 44,80 лв./MWh (без ДДС и акциз), съгласно Решение № Ц-19 от 28.12.2018 г. на КЕВР;*
- *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 1 175 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-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР;*
- *Оборотен капитал – поради факта, че с коефициент от 76,02 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 2018 г., остойностени с планови цени за новия регулаторен период;*
- *Калкулация и признаване на разходи от 111 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 44,80 лв./MWh (без ДДС и акциз), съгласно Решение № Ц-19 от 28.12.2018 г. и цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа 2,54 лв./MWh;*
2. *Условно-постоянни разходи в размер на 22 924 хил. лв.;*
3. *Намаление на разходите за амортизация, отразяващи инвестициите, извършени от дружеството, и полезния живот на съществуващите активи.*
4. *Разходите за ремонт се планира да се увеличат спрямо отчетните разходи от 2018 г., като са планирани съобразно нуждите от поддържане в изправно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия за правилното им и безопасно функциониране.*

1	Разходи за амортизации	хил. лв.	**9 780**	**9 256**	**-524**
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	**955**	**1 680**	**725**

Разходи за ремонти, планирани по обекти:

- Ремонт на помпи LAC на стойност 173 хил. лв.

- Разходи за външни услуги от страна на „Сименс" АД на стойност 1 098 хил. лв.

- Ремонт на път ХВО-вход на стойност 96 хил. лв.

5. Планира се увеличение на разходите, свързани с персонала през 2019 г., основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения.

6. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, нарастват с 2,7%, като основните групи от разходи, включени в този компонент, са изброени в табличен вид. Разходите са планирани на база на отчетните разходи от 2018 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 2,8% за периода януари - декември 2018 г., спрямо периода януари - декември 2017 г.

7. Планираните приходи за новия ценови период се състоят от планираните приходи от услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение в „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, планираните приходи от присъединяване на нови клиенти и приходи от услуги, директно възлагани от клиентите в „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД. Стойността на планираните приходи е базирана на отчетните данни за приходите от услуги, като сумите са индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 2,8% за периода януари - декември 2018 г., спрямо периода януари - декември 2017г.

8. Променливите разходи са в размер на 45 062 хил. лв.

9. Увеличени са разходите за материали, в които основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са калкулирани с цена на природен газ от 44,80 лв./MWh (без ДДС и акциз). Разходът за акциз на природния газ възлиза на 1 175 хил. лв. 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.

10. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е включено към „Национален план за инвестиции на Република България за периода от 2013 до 2020 г.“ („НПИ“) 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, в които за инсталациите са определени количествата безплатни квоти емисии CO_2, генерирани само от топлопроизводство, за целия 3-ти период 2013 г. – 2020 г. на ЕСТЕ.

Представен е актуален статус на квотите/емисиите към момента.

За периода 2019-2020 г. дружеството включва 2 698 хил. лв. прогнозни разходи за емисии парникови газове CO_2. Разходите за закупуване на емисии се определят като от емисиите CO_2 за производството се приспаднат предвидените безплатни квоти и се остойностят с цена на емисиите 22 евро/t;

11. Разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия се оценяват на 515 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 2018 г.;

12. Калкулация и признаване на разходи от 111 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.

Бележка: Поради добавените редове за „Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ” и „Разходи за балансиране - Природен Газ” в Справка № 1 „Разходи” към променливите разходи от модела за ценообразуване, се е наложило да бъде променена формулата в клетка „F 109” в Справка №4 „ТИП-ПРОИЗ” от модела за ценообразуване. Формулата е променена, така че „Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ” (клетка “G 97” в справка 1 „Разходи”) да бъдат ценообразуващ елемент само в цената на електрическата енергия, защото, според дружеството, тези разходи се отнасят пряко към производството и продажбата на електрическа енергия. „Разходи за балансиране - Природен Газ” (клетка „G 98” 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-10 от 01.07.2018 г., съгласно указанията, дадени с Писмото на КЕВР, (70,65 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 1,17% и данък печалба от 10%;

14. Количества на продажбите:

- топлинна енергия - 235 169 MWh;

- електрическа енергия: ТЕЦ „Пловдив – Север“ е централа за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, с обособени 2 инсталации съгласно изискванията на Наредба № РД-16-267 от 19.03.2008 г. (Наредба № РД-16-267) за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

Инсталация 1: КПГЦ отговаря на инсталация по чл. 2, т. 5 от Наредба № РД-16-267 – представляваща комбиниран парогазов цикъл и включваща: газова турбина с електрически генератор с номинална мощност 30 MWe, котел-утилизатор с допълнителна горивна система към него за производство на прегрята пара и парна турбина (ТГ-4) с противоналягане с бойлер-кондензатор и електрически генератор с номинална мощност 19,6 MWe.

Инсталация 2: ТГ-2 отговаря на инсталация по чл. 2, т. 2 от Наредба № РД-16-267 – представляваща парна турбина с противоналягане с бойлер-кондензатор с един регулируем пароотбор и електрически генератор с номинална мощност 30 MWe;

Произвежданата електрическа енергия и от двете инсталации е изцяло по комбиниран начин.

Съгласно Наредба № РД-16-267 и издаваните сертификати от КЕВР до настоящия момент инсталациите произвеждат:

– високоефективна комбинирана електрическа енергия - 296 214 MWh;

– комбинирана електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП - 10 876 MWh.

III. Обосновка на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2018 г.

С Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. от страна на КЕВР е извършана следната корекция в т. 2 от „Образуване на цените“ - „стойността на активите е коригирана с 66 000 хил. лв., в съответствие извършените обезценки на активите през 2016 г. и 2017 г. до тяхната пазарна стойност, стойността на активите по балансова стойност, съгласно представения счетоводен баланс към 31.12.2017 г., в съответствие с чл. 14, ал. 3, т. 4 от НРЦЕЕ и чл. 9, ал. 5, т. 4 от НРЦТЕ, а именно в признатата стойност на

нетекущите активи не се включва стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи.“

Дружеството счита, че приложеният подход в ценово решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. не трябва да се прилага в бъдещото ценово решение, тъй като извършената обезценка на активи в предходни години не е изготвена по смисъла на чл. 9, ал. 5, т. 4 от НРЦТЕ, а именно не е изготвяна оценка от лицензиран оценител и не е правена съпоставка с пазарните нива на сходни активи.

Извършената обезценка е изготвена за целите на годишния финансов отчет и изискванията на МСС 36 и отразява резултатите от изготвен и верифициран от одитора тест за оценка на възстановимата стойност на активите на генериращата парични потоци бизнес единица.

По смисъла на МСС 36 в случай, че сумата на дисконтираните очаквани парични потоци от генериращата парични потоци бизнес единица (в случая ЕВН Топлофикация) е по-ниска от балансовата стойност на активите към датата на счетоводния баланса, то балансовата стойност следва да се коригира до стойността на дисконтираните парични потоци.

Това изискване на МСС 36 се налага с цел потребителите на финансовите отчети да могат да придобият ясна представа за финансовото състояние на предприятието към определен момент. Ясното представяне на информация към потребителите на финансови отчети изисква оценката на активите да е съобразена с потенциала им за генериране на бъдещи приходи. Признаването на загуба от обезценка постига именно тази цел. Това, обаче, не би следвало да има отношение към регулаторната оценка на активите.

От друга страна регулаторната оценка на активите има за цел да осигури възстановяване на капиталовите разходи на регулираните предприятия. В този смисъл регулаторната стойност на активите към даден момент трябва да отразява невъзстановената част от първоначалните инвестиционни разходи за придобиване на даден регулаторен актив, определена въз основа на утвърден от регулаторния орган полезен живот.

В тази връзка направената обезценка следва да се елиминира при определяне на балансовата стойност на активите в края на базовата година за целите на ценовото регулиране.

Дружеството счита, че интерпретацията в Решение № Ц-10 от 01.07.2018, че балансовата стойност е коригирана до тяхната пазарна стойност са несправедливи и не отразяват логиката, заложена в нормативната уредба за целите на регулиране по метода „норма на възвръщаемост на капитала”.

Отчитането на обезценената стойност на активите за регулаторни цели, без паралелно да се калкулира финансовият ефект от признатата загуба от обезценка в стойността на необходимите приходи, би породило безкрайна спирала от бъдещи обезценки, което ще доведе до декапитализация на дружеството и застрашаване на лицензионната дейност.

В тази връзка дружеството счита, че компонента „А – призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им“, като част от формулата за калкулиране на РБА, е справедливо оценена, като са елиминирани ефектите от обезценка за счетоводни цели.

В подкрепа на твърдението, че цената на придобиване на активите е пазарна, са приложени линкове с настоящи оферти за закупуване на газова турбина Siemens- SGT 700, каквато е инсталирана в ЕВН ТР:

https://new.siemens.com/us/en/products/energy/power-generation/gas-turbines/sgt-700.html
http://tubaturbine.de/en/buy-plants.html
http://tubaturbine.de/de/anlagen-kaufen.raw?task=download&fid=336
http://www.china-power-contractor.cn/An-uninstalled-brand-new-Siemens-SGT-700-for-sale.html

Приложена е и извадка от тръжната процедура по изграждане на новите когенерациони мощности в ЕВН ТР, от където е видно, че дружеството е избрало най-ниската оферта.

Съгласно направения анализ и описаното становище за новия регулаторен период ценовия компонент „А“ от формулата за РБА е калкулиран на обща стойност 240 744 хил. лв., а компонента „АМ“ на стойност 93 014 хил. лв., като са елиминирани ефектите от направената обезценка за счетоводни цели.

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 се представя 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 „Пловдив 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 2018 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За 2018 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производство са 114 204 h, а тези, свързани с пренос 80 108 h. На тази база 58,77% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 41,23% 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 „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 електрически и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г.

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 планирано 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>

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.

Планираните услуги, посочени по-долу, се основават на сключени договори 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 е в областта на счетоводството и други финансови услуги.

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в която се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга. Добавя се и надценка в размер на 5%, изчислена върху разходите. Предмет на договори са следните услуги:

- *Счетоводство и други финансово-административни услуги;*
- *Правни и корпоративни услуги;*
- *Покупки и склад;*
- *IT и телекомуникация;*
- *Човешки ресурси;*
- *Фактуриране;*
- *Клиентско обслужване.*

<u>Технически услуги</u>

Планираните технически услуги се основават на сключен договор между „ЕВН България Електроразпределение“ 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 „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставят услуги относно дейността „фактуриране“.

Методиката за ценообразуване включва систематиката за калкулация по метода на „увеличената стойност“, за прилагането на която се калкулира и съответно фактурира договорените по тези договори услуги с увеличена себестойност в размер на 5% (пет процента) от реалната стойност на услугата. В стойността на услугата (цената на услугата) се включват всички директни и индиректни разходи, необходими за извършването на конкретната услуга; Всички услуги се калкулират на база на отработени часове за всяка конкретна услуга.

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

Планираните услуги, свързани с предоставяне на услуги от експертен персонал се основават на сключен договор за командироване на персонал между „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД и ЕВН АГ Австрия от 01.01.2005 г., съгласно който ЕВН АГ Австрия предоставя на дружеството персонал, който приема инструкциите на дружеството за периода на командироване и за упражняване контрол върху извършената му работа на база определено работно място чрез осигурени необходими ресурси за предоставяне на услугите.

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода „разходи плюс“, в чиято стойност се включват всички действителни разходи на персонала по време на периода на назначаването и се добавя надценка в размер на 3%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 6,68% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 16,03% по- ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 40,87% 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 5,52% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 58,35%, въпреки намалените разходи за заплати и възнаграждения със 11,38%.

Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

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

НВск по отчет за ценовия период е -1,72% 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 НВск, спрямо утвърдената НВск, е вследствие на реализираното по-малко количество топлинна енергия при завишени условно-постоянни и променливи разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е положителна величина в размер на 1,66%, вследствие на намалените разходи спрямо утвърдените от Комисията, независимо, че в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 43,03 лв./t при условие че на дружеството за ценовия период не са утвърдени.

<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 **3 349** хил. лв. на **2 235** хил. лв. или с **1 114** 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 1 680 хил. лв. на 1 435 хил. лв. или с 245 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., завишена с 50%, 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 2018 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 530 хил. лв. на 3 490 хил. лв. или с 40 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 3 171 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 515 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 515 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА" са извършени следните корекции:

- 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" 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 80 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-49-10 от 04.06.2019 г. от „ЕВН България Топлофикация" ЕАД (ЕВН ТР) е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

1. Разходите за балансиране, както и наложените допълнителни разходи за достъп до електропреносната мрежа в размер на 645 хил. лв, не са включени в ценообразуващите елементи и не са признати като оперативен разход.

2. Не са одобрени предложените от дружеството средства за постигане на вменените индивидуални цели за енергийни спестявания.

Дружеството е направило следните предложения относно възможните подходи за доразвиване на схемите за задължени лица:

Изхождайки от правомощията на КЕВР, както и от предвидените в закона процесуални норми, са направени следните искания на основание чл. 35, ал. 1, във връзка с ал. 2, т. 5 от ЗЕ и чл. 14, ал. 4 от Закона за енергийна ефективност (ЗЕЕ):

I. Основно искане - въвеждането на инструмент за финансиране

1. ЕВН ТР, в качеството си на задължено лице по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ, следва да предоставя енергийно-ефективни услуги или да прави вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници", или в други финансови посредници, като тези разходи са признати за задължения към обществото по чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка дружеството счита, че стойността на този вид разходи, наложени на ЕВН ТР за изпълнение на задължения към обществото следва да бъдат компенсирани чрез включването им в определяната от КЕВР обща регулирана цена за крайните клиенти на топлинна енергия, в която влизат разходите за изпълнение на държавните политики като тези, свързани с постигане на целите за производство на електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници или за постигане на цели, свързани с енергийна ефективност,

2. Да се въведе инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания под формата на ценови компонент („надбавка") в цената „Задължения към обществото":

2.1. дължим като точна сума (стойност) върху потребената електрическа енергия за kWh или процент от общия размер на потребената електрическа енергия за kWh;

2.2. платим от крайните потребители и определен по прозрачен и равнотретиращ начин;

2.3.стимулиращ намаляването на крайното потребление на енергия;

2 4. вносим по отделна сметка, позволяваща точна отчетност на средствата, свързани с финансирането на мерки, водещи до енергийни спестявания при крайните клиенти;

2.5. отчетен в изпълнение на индивидуалните цели за енергийни спестявания, вменени на задължените лица и респ. общата кумулативна национална цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия.

3. С оглед въвеждането на инструмента за финансиране по т. 2 е отправено искане за определяне на неговия размер като част от „Методиката за компенсиране на разходите по чл. 35 от ЗЕ и за разпределение на тези разходи между крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система". Така определения размер на надбавката:

3.1. следва да бъде събиран от задължените по ЗЕ и ЗЕЕ лица, в изпълнение на избрания от държавата начин за постигане на националната кумулативна цел, а именно - чрез схеми за задължителни енергийни спестявания и респ. задължени лица;

3.2. следва да бъде внасян по предвиден от закона ред във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници", или във Фонд „Сигурност на електроенерийната

система“, или по нарочна сметка на финансов посредник, посочен от изпълнителния директор на Агенцията за устойчиво енергийно развитие - съгласно чл. 7, ал. 1, т. 12 от ЗЕЕ.

Алтернативно искане - предвиждане ex-ante на средства в полза на ЕВН ТР с цел изпълнение на задължения към обществото.

4. Като алтернативно искане на посоченото в т. 1 за въвеждане на инструмент за финансиране съгласно ЗЕЕ, е отправено алтернативно искане за компенсиране на разходи, произтичащи от задължението на Република България, поето като националната 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 и на Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите („Директива“).

5. Изхождайки от разбирането, че задължението за изпълнение на Директивата е по отношение на Република България, ЕВН ТР се оказва в положение на индивидуално задължено по ЗЕЕ лице, поради притежаваната лицензия за пренос на топлинна енергия. Вменените на ЕВН ТР задължения по ЗЕЕ не са придружени от въвеждането от страна на Република България на механизъм за финансиране, позволяващ изпълнението на поставените на лицензианта цели за енергийни спестявания.

6. Ето защо за изпълнение на вменените на ЕВН ТР ЕАД задължения и по аналогия на законодателната уредба, свързана с изпълнение на регулираните лицензионни дейности на дружеството, държавните институции са отговорни и единствено компетентни (оправомощени) да създадат необходимите предпоставки за изпълнение на задълженията, вменени по ЗЕЕ (напр. издаване на нормативни актове, прилагане на политики по ценообразуване за лицензирани регулирани дейности, институционализиране на дейности, свързани с изпълнението на националните цели за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания, и т.н.). В тази връзка алтернативното искане касае определянето на способа за компресиране, така че той: 1) да съответства на действащото законодателство (и по-специално - на ЗЕ и ЗЕЕ) по своя вид, размер и процедура за прилагане; 2) да бъде финансово обоснован, като разходите за осъществяването му бъдат ex-ante признати от КЕВР като необходими приходи на ЕВН ТР; 3) да не препятства упражняването на основните за ЕВН ТР лицензионни и регулирани от КЕВР дейности.

II. Искане за определяне на размера (паричната равностойност) на задължението към обществото и механизма за реализация (изпълнение) на задължението

7. КЕВР да определи размера (паричната равностойност) на необходимите средства за изпълнение на националната кумулативна цел по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС като част от задължението към обществото съгласно чл. 35 от ЗЕ посредством административната процедура по ЗЕ за определяне на регулирани цени и чрез включването му като част от „Методиката за компенсиране на разходите по чл. 35 от ЗЕ и за разпределение на тези разходи между крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система“.

8. КЕВР е необходимо да изиска от АУЕР всички и всякакви данни, необходими за определяне на паричната равностойност на размера на задължението към обществото, изхождайки от остатъчната стойност на националната кумулативна цел за енергийна ефективност, която остава да бъде изпълнена за сектор „Енергетика“ от енергийни предприятия по смисъла на ЗЕ;

III. Особени искания във връзка с производството по издаване на административния акт

9. Преди КЕВР да издаде административния акт - решение за определяне на цени, действащи през ценовия период м. юли 2019 г. – м. юни 2020 г. и на основание чл. 35, ал. 1 във връзка с ал. 6 от АПК, дружеството е отправило следните искания:

9.1. да изясни в детайли всички факти и обстоятелства, необходими за определяне на паричната равностойност на размера на задължението към обществото, която като резултат от окончателно направени калкулации КЕВР следва да включи в своето ценово решение,

9.2. да изиска от съответните административни органи (включително и от АУЕР), да издадат в рамките на своята компетентност и да изпратят всякакви документи (доказателства) или информация, от значение за производството като например:

9.3.1. Какъв е размерът на остатъчната стойност на националната кумулативна цел за енергийна ефективност до 2020 г.;

9.3.2. Какъв е размерът на необходимите средства за постигане на остатъчната стойност на националната кумулативна цел за енергийна ефективност до 2020 г.;

9.3.3. Какъв е размерът на актуалното финансово изражение - след приспадане на изпълнените количества енергийни спестявания на национално ниво - на оставащия размер на индивидуалните цели за енергийни спестявания за периода до 31 декември 2020 г. по отношение на:

9.3.3.1. задължените лица по чл. 14, ал. 4, т. 2 от ЗЕЕ;

9.3.3.2. конкретната парична равностойност на енергийните спестявания за ЕВН ТР, определени като индивидуална цел съгласно схемата за задължения за енергийни спестявания по ЗЕЕ;

9.3.4. Какъв следва да бъде размерът (паричната равностойност) на сумата, която ЕВН ТР ЕАД трябва конкретно да получи посредством одобрените от КЕВР цени, за да може да финансира изпълнението на енергийно-ефективни услуги или вноски във фонд съобразно определената му индивидуална цел.

IV. Доводите на дружеството за отправяне на тези искания са следните:

В съответствие с разпоредбите на чл. 15 от ЗЕЕ и Наредбата по чл. 18, ал. 1 от ЗЕЕ, АУЕР е държавният орган, компетентен да определя индивидуална цел на съответното задължено лице на базата на разликата между кумулативната цел за страната и прогнозните енергийни спестявания от прилагането на алтернативните мерки.

Дейността на ЕВН ТР - в качеството му на топлопреносно предприятие и доставчик на топлинна енергия е лицензирана, а КЕВР е компетентният държавен орган, който е оправомощен да регулира цените (съгласно чл. 21, ал. 1, т. 17 във връзка с т. 8 от ЗЕ);

При упражняване на своята регулирана дейност по доставка на топлинна енергия ЕВН ТР не разполага с финансов ресурс, който да позволи изпълнението на индивидуалната му цел като част от националната кумулативна цел за енергийна ефективност

Република България е избрала да изпълни националната кумулативна цел за енергийна ефективност чрез въвеждане на схема за задължителни енергийни спестявания, но за разлика от другите държави-членки с регулирани пазари, избрали този начин на постигане на целта, не е въвела национален механизъм, определящ инструментите за финансиране Това лишава задължените лица от възможността ефективно и съразмерно с техните задължения, произтичащи от лицензионната им дейност, да участват в процеса по реализация на мерки, водещи до енергийни спестявания. В потвърждение на извода, логически следващ при анализ на законодателството и дейността на компетентните държавни органи, че в България липсва работещ и одобрен от държавата механизъм за финансиране на мерките за повишаване на енергийната ефективност при крайните потребители, е сравнението, което може да се направи между въведените механизми за финансиране на схеми за задължителни спестявания в други държави-членки на ЕС и липсата на такива за Република България:

В документ - „Обзор на политиките - 4-ти обзор на политиките („Обзор на политиките“), юли 2016 г., Механизми за възстановяване на разходите по схемите за ЗЕЕ“ е направено подробно описание на схеми за задължителни енергийни спестявания или алтернативни мерки, въведени за всяка държава-членка. Документът е изготвен по проект, финансиран от Европейския съюз, като сред основните му цели е било създаването,

преразглеждането и прилагането на чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС за всяка държава-членка.

От съдържанието на документа е видно, какви са видовете механизми за възстановяване на разходите при задълженията за енергийна ефективност - съществуващи и планирани такива в ЕС и други държави, към 2015 г.:

- Една голяма група от държавите-членки на ЕС са с изцяло функциониращ либерализиран енергиен пазар (т.е. липсват регулирани цени), което позволява на доставчиците да възстановят разходите си за енергийна ефективност чрез увеличаване на цените на енергията, примерно - Австрия, Ирландия, Латвия, Люксембург, Малта, Полша, Словения, Испания, Обединеното Кралство.
- Друга група от държави, в които има все още регулирани цени при доставката на електрическата енергия така, както и в България, също предвиждат механизми за възстановяване на разходите чрез ценовото регулиране, което държавата осъществява, например - Италия, Франция и Естония.

В обобщение на изложеното:

1. за изпълнение на вменените на ЕВН ТР задължения и по аналогия на законодателната уредба, свързана с изпълнение на регулираните лицензионни дейности на дружеството, държавните институции са отговорните и единствено компетентни (оправомощени) да създадат необходимите предпоставки за изпълнение на задълженията, вменени по ЗЕЕ (напр. издаване на нормативни актове, прилагане на политики по ценообразуване за лицензирани регулирани дейности, институционализиране на дейности, свързани с изпълнението на националните цели за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания, и т.н.);
2. към настоящия момент задължените лица са изправени пред обективна невъзможност за изпълнение на поставените им цели поради липса на работещ и одобрен от държавата механизъм за финансиране на мерките за повишаване на енергийната ефективност при крайните клиенти;
3. отправените в това становище искания към КЕВР целят да се използват всички административни и юридически мерки, съгласно действащото законодателство, за постигане на заложените в Директивата и ЗЕЕ цели и свързаните с тях мерки, водещи до енергийни спестявания при крайните клиенти, предназначени да бъдат отчетени при изпълнението на националната кумулативна цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за балансиране не се приема. 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. В допълнение следва да се отбележи, че със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 38 от 2018 г.) е отменена разпоредбата на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп и/или пренос не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.
2. Искането за одобряване на предложените от дружеството средства за постигане на вменените индивидуални цели за енергийни спестявания не се приема. Дружеството нито е отчело такъв разход през базисната година, нито е предложило за утвърждаване разходи през новия ценови период. Настоящето възражение представлява предложения за нормативно определяне на стойността на този разход.

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) – 189,97 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 189,97 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 99,48 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 97,58 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 – 96,58 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 79 988 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 69 014 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 521 хил. лв. и променливи – 47 493 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 154 776 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,09%
- Електрическа енергия – 307 090 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 296 214 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 10 876 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 235 169 MWh

<u>3. „Топлофикация Плевен" ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-04-7 от 01.04.2019 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.9., I.11., II.8. и отчетни справки за 2018 г. по прилагането на ЕССО.

Допълнително с писмо с вх. № Е-14-04-7 от 02.04.2019 г. е представено: копие от доклада на независимия одитор, доклад за дейността на дружеството с всички пояснителни приложения към него и отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2018 г. и за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. на хартиен носител

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

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 85,19 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 87,96 лв./MWh;
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 218,89 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 499,79 лв./knm^3 (без ДДС).

От копието на публикацията е видно, че дружеството е обявило по-високи цени на енергия от предложените за утвърждаване в КЕВР.

Обосновката на „Топлофикация-Плевен" ЕАД е следната:

Изчисленията за новия регулаторен период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. са разработени със следните параметри:

1. Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия ценови период, са на база отчетените данни за предходните няколко години, като разчетът е направен на основа на оптимално натоварване на основните съоръжения през разчетния период. През м. юли се предвижда да приключи планов ремонт на котел-утилизатора, затова предвидената за производство електроенергия е

по-малко в сравнение с останалите месеци на регулаторния период. 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 146,44 $g_{у.г.}$/kWh, а за топлинната енергия е 145,12 $kg_{у.г.}$/MWh при постигнати през 2018 г. съответно 148,90 $g_{у.г.}$/kWh и 145,25 $kg_{у.г.}$/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 80,04%. 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 електрическа енергия да бъде 321 700 MWh, а собствените нужди да бъдат 24 700 MWh, без да се закупува електрическа енергия през периода, или 7,68% от произведената електрическа енергия.

3. Предвижда се незначително увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за населението с около 5 800 MWh и леко увеличение на нивото реализирана топлинна енергия с топлоносител водна пара. Реализираната пара ще достигне до 37 600 MWh.

4. При тези допускания разходът на природен газ за разчетния период е 101 780 knm^3 или увеличение с 5,25%, без използване на резервно гориво – мазут.

5. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на базата на последната инвентаризация на емисии като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициента на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е 195 344 t CO_2. От тях за закупуване са 167 007 t CO_2 по цена 25,00 евро/t. Тази цена е сформирана на база настоящата цена на емисиите CO_2 – 25 евро/t.

6. В справка „Спецификация" е дадено помесечното производство на топлинна и електрическа енергия, разходът на природен газ и натовареността на съоръженията през периода.

7. Необходимите годишни приходи в разработката са установени при спазване Указания-НВ.

8. Изчисленията на прогнозните разходи са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2018 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2018 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

9. Разходите за застраховки са отчетени според действително изплатените суми по сключените застрахователни договори за 2018 г. в размер на 90 хил. лв. по имуществена застраховка, застраховка „авария на новата мощност", задължителните застраховки „Гражданска отговорност" и „Каско" на МПС и „Обща гражданска отговорност на персонала". За новия ценови период са предвидени разходи за застраховане в размер на 101 хил. лв.

10. Разходите за амортизация са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2018 г., като в стойността им за новия регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизациите по инвестиционна програма до 30.06.2020 г.

11. Променливите разходи в частта за гориво са изчислени на база предоставената методика от КЕВР за изчисление на стойността на природния газ за

предстоящия ценови период – Приложение 5. Така получената осреднена цена на природния газ е 499,79 лв./knm^3.

12. В променливите разходи, както за отчетния период, така и за следващия регулаторен период са включени освен реагенти, химикали и разходът на авиационно и турбинно масло за газовата турбина. От общо предвидените 276 хил. лв. на тази позиция, 52 хил. лв. са за доставката на тези масла. Маслото, което се използва за газовите турбини, е авиационно масло. Средният разход варира обикновено в рамките на 300 – 400 l/месец, като зависи от натоварването и пропуските от маслената система. Маслото в системата се оценява с периодични лабораторни анализи и когато параметрите му наближат критични стойности, зададени от завода-производител на турбината, се подменя.

13. Разходите за ремонт за 2018 г. са 4 117 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. са 4 374 хил. лв. и прогнозните за новия регулаторен период от 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. - 4 755 хил. лв. 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 е включен частично предстоящият основен ремонт на газовата турбина, която е част от основното оборудване за комбинирано производство на топлинна електрическа енергия. Предвидени са марки за диверсификация на използвания от дружеството за гориво природен газ и въвеждане в нормите за емисии съществуващите ЕК 4 и ЕК 5. Планирано е да се извърши рехабилитация на топлофикационни отклонения и да се изградят нови такива за включване на нови абонати. Общо разходите в представената инвестиционна програма са на стойност 6 379 хил. лв. Подробна обосновка на ремонтната и на инвестиционната програма е представена в приложените документи.

14. Нормата на възвръщаемост на капитала е 8,05% и е изчислена на база 6% възвръщаемост на собствения капитал, равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период и действащата данъчна ставка на корпоративния данък върху печалбата. Дружеството отбелязва, че нормата на възвръщаемост 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, дадени в Писмото на КЕВР за изчисленията за новия ценови период, в справка „Коефициенти" е заложен фиксиран коефициент за разпределение на горивото в производството – 0,4.

16. Оборотният капитал е определен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, без да са включени разходите за амортизации.

С писмо с вх. № Е-14-04-7 от 02.05.2019 г. дружеството е представило исканата информация и документи с писмо № Е-14-00 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

В представената обосновка на получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения дружеството посочва, че за преодоляване на проблема със събиране на вземанията, основно от битови клиенти, в края на 2015 г. е създадено специализирано звено „Събираемост" към отдел „Продажби" с цел пълно обхващане и конкретна работа с длъжниците. Звеното включва юрисконсулти, специалисти по контрол на плащанията и специалисти за работа с просрочени задължения. За отчетния период получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения са в размер на 158 хил. лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 5,73% по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 5,95% по-високи количества реализирана топлинна енергия с пара и с 8,32% по-високи количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 1,67% по-високи от отчетените за ценовия период, като са по- високи с 0,61% за горещата вода и по-високи с 5,49% за водната пара. Отчетените специфични разходни норми за електрическа енергия са с 0,51% по-високи от прогнозираните, а за топлинна енергия са с 0,29% по-ниски.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР със 7,11% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), основно от намалените разходи за ремонт с 20,59% и намалените разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 22,69% при условията на увеличение на разходите за заплати и възнаграждения със 17,12%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период ръст на общата стойност на инвестиционните разходи със 171,45%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -2,38% 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 НВск, е вследствие на изпреварващия ръст на променливите разходи спрямо намалението на условно-постоянните разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -11,25%, вследствие на по-високите разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 48,90 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупени по-големи количества CO_2 квоти спрямо количествата заложени в утвърдените цени.

<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 **350** хил. лв. на **298** хил. лв. или с **52** 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 4 755 хил. лв. на 4 117 хил. лв. или с 638 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 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 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 5 988 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 4 117 хил. лв., съгласно представените данни в справка № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 8 167 хил. лв. на 7 712 хил. лв. или с 455 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 157 784 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 9,37% на 3,57%, 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, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-04-9 от 04.06.2019 г. от „Топлофикация Плевен” ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

1. Относно извършената корекция на разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия от 350 хил. лв. на 298 хил. лв. дружеството посочва, че реално начислените амортизации за 2018 г. за пренос са 320 хил. лв. Във връзка със състоянието на топлопреносната мрежа и АС е определен техният полезен живот. През новия регулаторен период дружеството очаква да въведе нови ДМА в преноса и поради тази причина изчислените очаквани амортизации са 350 хил. лв.

2. Корекция на разходите за ремонт от 4 755 хил. лв. на 4 117 хил. лв.

Неизпълнението на ремонтната програма през предходния ценови период се дължи само на недостиг на средства. Организационните възможности на дружеството позволяват усвояването и на по-голям ресурс за ремонти. За пример дава отчета на дружеството за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., където за ремонти са усвоени над 5 560 хил. лв. при същия разполагаем капацитет.

Дружеството счита, че липсата на финансови възможности не е единствена причина за неизпълнението на ремонтната програма и последствието е намаляване на приходите на дружеството. Намаляването на поисканите приходи ще е причина за поредно отлагане на част от ремонтите, което вече довежда до повишена аварийност през последните години. От своя страна разходите и нанесените щети на дружеството при аварийни ремонти са значително по-високи, сравнени с аналогичните за планови и превантивни ремонти.

Мотивирана обосновка е представена заедно с ремонтната програма за всяка една точка от нея. Описан е видът на ремонта, който трябва да се извърши и причините за това.

3. Дружеството възразява срещу коригирането на разходите за закупуване на емисии, тъй като в Доклада на Комисията не става ясно как е определено необходимото количество емисии за новия ценови период. В Доклада е посочено необходимо количество за закупуване през новия период 157 784 t CO_2. Цялото количество емисии на дружеството е определено като необходимото количество природен газ за ценовия период - 101 780 knm^3, е умножено по емисионния фактор и калоричността, получени при последната инвентаризация на емисиите за 2018 г., или съответно: емисионен фактор - 55,6539 t/TJ, калоричност - 34,497 GJ/knm^3 или 195 344 t $C0_2$.

От цялото прогнозно количество за ценовия период съгл. т. 13 от общия подход са приспаднати предвидените безплатни квоти - сума от 1/2 от квотите за 2019 г. и 1/2 от квотите за 2020 г. по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО. За „Топлофикация – Плевен“ ЕАД безплатните квоти по чл. 10а са съответно:

за 2019 г. - 32 523 t

за 2020 г. - 25 760 t

Безплатните квоти по чл. 10в са:

за 2019 г. - 2 577 t

за 2020 г. - 0 t

или общо безплатни квоти - (32 523 + 25 760 +2 577 + 0)/2 = 30 430 t. Необходимото

количество квоти за закупуване през новия ценови период е: 195 344 - 30 430 = 164 914 t.

Необходимото количество за закупуване през новия ценови период не кореспондира с цитираното в Доклада количество от 157 784 t, поради което дружеството настоява при образуването на цените да бъде заложен разход, съответстващ на закупуването на 164 914 t, умножени по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t съгл. т. 13 от общия подход.

4. Корекция на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 9,37% на 3,57% на основание т. 3 от общия подход. Изчислението на този процент е извършено некоректно - не са взети под внимание статистическите данни за периода на получаване на кредита. По този начин това изчисление е в противоречие на т. 40 от Указания-НВ на КЕВР за изчисляване на нормата на възвращаемост и в противоречие със законовите и подзаконовите нормативни актове във връзка с ценообразуването. По този казус „Топлофикация-Плевен“ ЕАД има потвърждение на това си становище и от Решение № 1848/21.03.2018 г. по адм. дело № 8837/2017 г. на Административен съд София-град.

5. При определяне на цените на топлинната и електрическата енергия за новия ценови период следва да се включи новосформираният разход на дружеството за достъп до електропреносната мрежа 2,10 лв/MWh, без ДДС. Това формира нов разход за „Топлофикация – Плевен“ ЕАД за новия регулаторен период в размер на 623 700 лв., без ДДС. Стойността на разхода е получена като заложеното в ценовия модел количество продадена електроенергия в размер на 297 000 MWh е умножено по предложената цена за достъп в размер на 2,10 лв/MWh. Този разход не е предвиден за новия регулаторен период, тъй като не е заложен в Указания-НВ. Възникналият от това разход следва да бъде включен в справка № 1 „Разходи“.

С направените корекции на разходите при определяне на цените дружеството е поставено в трудна ситуация. Периодът на дерогация за ПГ 2 и ПГ 3 изтича в края на 2021 г. и без активна инвестиционна кампания през следващите 2 до 3 години дружеството няма да разполага с необходимите мощности, за да изпълнява основната си дейност. При такъв обем инвестиции привлеченият капитал не може да покрие всички разходи, а сумата за самоучастие е непосилна. През настоящия ценови период увеличението на цената на природния газ в рамките до 5% не бе отразено в цените на енергия, което е изразходвало и малкото останали резерви и е създало допълнителни затруднения при разплащане на задълженията към „Булгаргаз“ ЕАД. При очертаващата се тенденция на ръст на цената на природния газ и ниските цени на енергия ще доведе до увеличаване на задълженията към доставчика на природен газ и ще постави под риск нормалната работа на „Топлофикация-Плевен“ ЕАД.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия не се приема. Процесът на регулиране изисква, освен точно и обективно отразяване в цените на необходимите и доказани от дружеството разходи, така и осигуряване баланс на интересите на дружеството и крайните потребители на енергията. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. При рязко нарастване на цените за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

2. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за ремонт се приема частично. Призната е сума за ремонт в производството от 257 хил. лв. до достигане на отчетната стойност на разхода за периода 01.07.2018 - 30.06.2019 г.

3. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за закупуване на емисии не се приема.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на основното гориво (природен газ) -

средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено количеството отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор за природен газ - 55,63 t CO_2/TJ
2. Долна топлина на изгаряне - 34,38 GJ/t
3. Коефициент на окисление - 100%
4. Емитирани CO_2 - 194 656 t

Изчисленото прогнозно количество гориво за новия ценови период е природен газ - 101 780,00 knm^3.

Безплатни квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) - 29 142 t CO_2 (2019+2020)/2.

Предвидени квоти срещу инвестиции по чл. 10в от НПИ за 2017 г. – 7 731 t CO_2.

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 157 784 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Разходи за емисии CO_2: 157 784 t X 48,9 = 7 716 хил. лв.

4. Възражението на дружеството относно извършената корекция на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал не се приема. Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните

нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

5. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп и/или пренос, не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

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) – 213,87 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 213,87 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 123,38 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,98 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 84,96 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 84 337 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 82 204 хил. лв., от които условно-постоянни – 15 443 хил. лв. и променливи – 66 761 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 37 883 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,63%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 297 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 207 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 600 MWh

4. „Топлофикация Бургас" ЕАД

С писмо вх. № Е-14-13-6 от 01.04.2019 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.8. и справки с отчетна информация за 2018 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 – 81,65 лв./MWh;
2. Цена за комбинирана електрическа енергия – 216,86 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ – 496,78 лв./knm^3.

Обосновка на техническо-икономическите данни и прогнозна информация за регулаторен период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г.

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

В Справка № 1 в прогнозните разходи 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 01.07.2019 г. - 30.06.3020 г. са определени, като са анализирани заявените такива и отчетните за 2018 г., и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия ценови период.

1.1.Обосновка на разходите за амортизации

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за новия регулаторен период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до началото на месец март 2019 г., начисленията върху ДА само за електрическа енергия представляват 994 хил. лв., а за топлинна енергия са разпределени на териториален принцип по направления „Производство" – 136 хил. лв. и „Пренос" – 50 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, представляват 147 хил. лв.

1.2.Обосновка на разходите за ремонт

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 100 хил. лв., в т. ч. 1 850 хил. лв. в направление „Производство" и 250 хил. лв. в направление „Пренос". От начислените към направление „Производство" разходи за ремонт – 1 783 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 25 хил. лв. - за топлинна енергия, и 42 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 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти са отнесени към инвестиции.

Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ лицензионните дейности, и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството е оптимизирана до 159 души работници и служители. Дружеството се управлява от Съвет на директорите, състоящ се от 4 човека.

Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са 2 736 хил. лв., от които 1 860 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Производство на топлинна и електрическа енергия" и 876 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Пренос на топлинната енергия".

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях, през новия ценови период спрямо същите за 2018 г. се дължи на 10 (десет) процентно увеличение на средствата за работна заплата от 01.01.2019 г., както и на това, че през 2018 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 2 188 работни дни в резултат на обезщетения по болест и майчинство, както и с 49 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2018 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 2018 г. са 4,10% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. са предвидени 5,48%.

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 отчетените разходи през 2018 г. Общият им размер по отчет за 2018 г. е 757 хил. лв., а този за новия ценови период е 829 хил. лв. или увеличението е с 72

хил. лв. Заложеният по-голям размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, през периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. спрямо тези за 2018 г. се наблюдава при следните позиции:

- *Разходите за застраховки са завишени поради това, че през месец януари 2019 г. е подписана полица за 48 960 лв. като финансово обезпечение на задълженията на „Топлофикация - Бургас" ЕАД към „Булгаргаз" ЕАД по сключено споразумение между страните, представляващо застраховка „Разни финансови загуби" с начало 29.01.2019 г. и край 30.09.2019 г., т. е. за 8 месеца. Увеличението на разходите за застраховки е с 18 хил. лв. от м. юли до м. септември 2019 г., т. е. за 3 месеца от новия регулаторен период.*
- *През 2019 г. дружеството продължава да води съдебни дела. Материалният интерес по заведените дела е голям, което обуславя и очаквания по-голям размер на съдебните разходи за периода;*
- *Безплатна предпазна храна – Ръководството на дружеството има намерение за увеличение не само на заплатите, но 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 цената на топлинната енергия и на събираемостта;*
- *Поради ниските цени, утвърдени от КЕВР за отчетната 2018 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, материали за текущо поддържане и предпазни средства по охрана на труда гарантират нормалното функциониране на дружеството.*

1.4.Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител

През новия ценови период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. не се планират 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 2018 г. също няма реализирани приходи от описаните по-горе дейности. Посочените приходи от услуги в размер на 1 хил. лв. са от промяна на партиди, 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 496,78 лв./knm^3.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период е приет в размер на 95,98 g/kWh$_e$ при отчетна стойност на показателя 96,95 g/kWh$_e$ за 2018 г., т.е. с 1,10% по-нисък.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство е приет в размер на 200,02 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 199,58 kg/MWh$_{th}$ за 2018 г., т.е. по-високо с 0,22%.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано, с обща ефективност 81% и икономия на гориво в размер на 20,5%, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2019 г. - 06.2020 г. е приет в размер на 139,72 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 136,58 kg/MWh$_{th}$ за 2018 г., т. е. с 2,29% 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.

1.5.2.1. Обосновка на разходите за вода за подпитка.

Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2019-30.06.2020 г. е приет в размер на 8,65 m^3/h, при разход за 2018 г. 8,62 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 0,38 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m^3.

1.5.2.2. Обосновка на разходите за вода за технологични нужди.

За технологични нужди се използва питейна вода и вода от сондажните кладенци в съотношение, съответно 56% към 44%, което формира средна цена на водата за технологични нужди 1,88 лв./m^3, при цена на питейната вода от ВиК Бургас 2,442 лв./m^3 към момента. Цената на сондажната вода, използвана за технологични нужди се формира от цените на ВиК Бургас за канал – 0,38 лв./m^3, пречистване 0,727 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m^3, т. е. обща цена 1,177 лв./m^3.

Приетата база за определяне на плановите количества вода за технологични нужди в дружеството е количеството произведена топлинна енергия.

Приетата стойност за новия регулаторен период е в съответствие с постигнатите стойности за периода 2015 г. – 2018 г.

1.5.2.3. Обосновка на разходите за вода битови нужди.

За битови нужди се използва питейна вода от ВиК Бургас при цена 2,442 лв./m^3 към момента. Приетата база за определяне на плановите количества вода за битови нужди в дружеството е календарен ден. Данните за разходите на вода отнесени към 1 ден за последните години са представени в табличен вид.

Приетата стойност на показателя за новия регулаторен период е в съответствие със средната от отчетните стойности за последните четири години, т. е. 10,71 m^3/ден.

Таксата за правото за водоползване на сондажна вода е в размер на5 хил. лв.

Общият разход за вода за регулаторния период е определен на 85 хил. лв.

1.5.3. ***Обосновка на разходите за закупена електроенергия***

Разходите за електроенергия се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за АС. Тези разходи включват разходи за консумирана активна еднотарифна електрическа енергия и разходи за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън" ЕООД.

Приетата база за определяне на разхода на закупената активна електрическа енергия за АС в натурално изражение е количеството на реализираната топлинна енергия и за новия регулаторен период е в размер на 8,304 kWh/MWh_{th}, в съответствие с планираното количество реализирана топлинна енергия.

Разходът за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън" ЕООД е определен при цена 0,01733 лв./(kW.ден). „Топлофикация Бургас" ЕАД има присъединени 926 АС към електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън" ЕООД с обща присъединена мощност 10 650 kW. Общият разход за закупуване на електрическа енергия е определен в размер на 262 хил. лв.

1.5.4. ***Обосновка на разходите за консумативи***

Разходите за консумативи включват разходи за солен разтвор, 25% натриева основа , разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи.

- Разходите за солен разтвор са планирани в размер на 66 хил. лв.;

- Разходите за натриева основа са размер на 41 хил. лв.;

- Общият разход за масло през новия регулаторен период възлиза на 350 хил. лв., формиран от разход на масло в размер на 1,41 kg/мото-час, при нормативен разход на

двигателите, предоставен от производителя – 1,5 kg/мото-час, т. е. с 12% по-ниско от нормативния и при общ годишен пробег за всички двигатели 50 246 мото-часа, и задължителна подмяна на отработеното масло на всеки 2000 мото-часа в съответствие с изискванията на производителя за превантивна поддръжка, т. е. 24 бр. подмени с обем 1800 l. Количеството на маслото за допълване е в размер на 17 100 l.

- Разходите за запалителни свещи са планирани в размер на 39 хил. лв.;

- В разходите за външни услуги са включени разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система" и разходите за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса.

Разходите за небаланс от участие в специална балансираща група на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство са прогнозирани в размер на 1 033 хил. лв. Същите са определени на база на прогнозируем небаланс в размер на 4% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 235,28 лв./MWh$_e$., изчислена като среднопретеглена от издадените фактури за небаланс за новия ценови период.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система" са прогнозирани в размер на 1 192 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 217,20 лв./MWh$_e$., изчислена по приложения ценови модел – справки от № 1 до № 9.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса за новия ценови период са на обща стойност 21 хил. лв. Определени са в размер на 5,5% от изразходените количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци (150 лв./t), отчисления по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците (общо 65,60 лв./t), плюс таксата за превоз на отпадъците на разстояние общо 35 km в двете посоки по 3,34 лв./km.

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

Предстоящите за закупуване емисии въглероден диоксид за производството на електрическа и топлинна енергия са определени като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, топлинна и и електрическа енергия съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО, (изменена с Директива 2009/29ЕО).

Прогнозното количество емисии CO_2 за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер 74 802 t е изчислено съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за новия ценови период, посочено в таблицата, възлиза на 57 210 t CO_2. Прогнозната цена на тон емисии CO_2 е 25 евро/t.

<u>II. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ</u>

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2018 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 31.12.2018 г.

РБА е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

2.1.*<u>Обосновка на признатата стойност на ДА и тяхното разделяне между двата продукта</u>*

Общата призната стойност на ДА за ценообразуването е разделена на призната стойност за производство на топлинна и електрическа енергия и призната стойност за пренос на топлинна енергия. Признатата стойност на ДА за производство на топлинна и електрическа енергия от своя страна се разделя между двата произвеждани продукта по следния начин: ДА, които могат да бъдат пряко отнесени към всеки един от

произвежданите продукти, се разпределят към него, а тези които не могат да бъдат пряко отнесени към производството на топлинната или към производството на електрическата енергия, се разделят пропорционално на база стойностите на дълготрайните активи, пряко обслужващи производството на двата продукта.

2.1.Обосновка на стойността на оборотния капитал и разпределянето му между 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.

Получената стойност на оборотния капитал за Пренос на топлинна енергия" е 265 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия", в размер на 3 848 хил. лв., е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справка № 2 - РБА.

III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2018 г., като не включва текущия финансов резултат.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 7%, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период.

Привлеченият капитал и средно претеглената му норма на възвръщаемост са определени в съответствие със задълженията по договорите за кредити и техните лихвени ставки. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

IV. СПРАВКА № 4 – ТИП-ПРОИЗВОДСТВО

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

Общото количество топлинна енергия за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 189 936 MWh_{th} и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 663 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.

Отклонението на прогнозното количество на топлинна енергия за собствени нужди за новия регулаторен период спрямо същите количества за всички периоди варира от +5.47% до -8.20%.

Приетото прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 3 663 MWh_{th}.

Общото количество произведена топлинна енергия в размер на 193 559 MWh_{th} е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 189 936 MWh_{th} и количеството топлинна енергия за собствени нужди 3 663 MWh_{th}.

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 50 246 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител. Приетата прогнозна средна електрическа мощност е в размер на 2,300 MW_e на мото-час и произведената електрическа енергия е в размер на 115 556 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 110 kV в съоръженията на НЕК ЕАД. и възлиза на 109 743 MWh_e.

Приетата прогнозна средна топлинна мощност е 2,430 MW_{th} на мото-час и количеството произведена топлинна енергия е в размер на 122 077 MWh_{th}.

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 193 559 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 122 077 MWh_{th}. Това количество възлиза на 71 522 MWh_{th}.

V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 138 847 MWh, което включва топлинна енергия за отопление – 60 936 MWh и за битово-горещо водоснабдяване – 77 911 MWh.

Топлинната енергия за отопление е определена въз основа на анализа на показателя по отчетни данни за 2018 г. и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2018/2019. За новия регулаторен период очакваното количество топлинна енергия за отопление се планира в размер 60 936 MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 6,36 ^oC и обща сума на ден-градусите за годината 2 022.

Топлинната енергия за отопление не е свързана с консумираната топлинна енергия за БГВ и по тази причина за регулаторния период количеството ѝ е с увеличение от 4,27% спрямо отчетеното за 2018 г. и съставлява 77 911 MWh_{th}.

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. Приетата стойност на този показател е в размер на 42 101 MWh_{th} и е с 0,25% по-ниска от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2015 г. - 2018 г.

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 АС – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на показателя е 4 520 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за периода 01.07.2019 - 30.06.2020 г. в размер на 4 468 MWh_{th} е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 8,6 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 74,22 и 46,50 ^oC. Това е с около 1,32% по-ниско от същото отчетено количество за 2018 г. и с 5,36% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за всичките анализирани периоди от 2015 г.

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за новия период е сума от прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи и е в размер на 51 089 MWh_{th}.

Като резултат от изложеното по-горе отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 189 936 MWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени със 2,09% спрямо отчетните за ценовия период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени с 0,54% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са намалени с 0,68% 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 20,23% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт със 135,96%, разходите за заплати и възнаграждения с 10,01%, при условията на намалени разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 24,77%.

Дружеството прогнозира през новия регулаторен период намаление на разходите за инвестиции с 1,45%.

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

НВск по отчет за ценовия период е 2,68% 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 по-ниска положителна стойност на НВск, спрямо утвърдената НВск се дължи основно на увеличените променливи разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -0,77%, вследствие на отчетените по-високи разходи, спрямо утвърдените от Комисията, тъй като са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 48,90 лв./t при приета средна цена за периода от 17,42 лв./t и закупени по-големи количества CO_2 квоти, спрямо заложените количества в утвърдените цени.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за ремонт са коригирани от 2 100 хил. лв. на 470 хил. лв. или с 1 630 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 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 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 890 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 470 хил. лв., съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 2 736 хил. лв. на 2 691 хил. лв., или с 45 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 2 443 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 746 хил. лв. на 701 хил. лв. или с 45 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 633 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за външни услуги, като част от променливите разходи, са коригирани от 2 245 хил. лв. на 1 579 хил. лв. или с 666 хил. лв., до нивото на отчетените през 2018 г., в съответствие със запазване на количествата произведената енергия през новия ценови период;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 2 797 хил. лв. на 2 168 хил. лв. или с 629 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 44 352 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 6,18% на 3,57%, 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, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 17,823 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-13-8 от 04.06.2019 г. от „Топлофикация Бургас” ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

1. Относно извършена корекция на разходите за ремонт

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 100 хил. лв., в т. ч. 1 850 хил. лв. в направление „Производство“ и 250 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт - 1 783 х. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 25 хил. лв. за топлинна енергия, а 42 хил. лв. общо за двата продукта. Увеличаването на разходите спрямо отчетната 2018 г. в новия регулаторен период се дължи на извършването на междинни ремонти на 10 000 работни часа на газо-бутални двигатели (ГБД) № 4, 5, 6 и на 20 000 h на ГБД № 1, 2 и 3. Тези разходи са включени в разходите за ремонт и поддръжка, тъй като възстановяват производствените характеристики на съоръженията, без да добавят качествени или количествени подобрения и поради този факт са предвидени в ремонтната програма на дружеството.

В разходите за ремонт и поддръжка са включени и планови обслужвания на водогрейни котли - ремонт и профилактика на нагревни повърхнини, както и диагностика и настройка на горивна система на котлите.

Разходите за ремонт са увеличени спрямо същите за предходната година, поради факта, че ще бъдат извършени планови ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, целящи намаляване на разхода за добавъчната вода. Идентично с предходното са предвидени и разходи за поддръжка и рехабилитация на АС.

Общият обем на разходите за двете дейности - електропроизводство, производство и пренос на топлинна енергия са увеличени на 42 хил. лв., предвид предстоящата рехабилитация на топлопроводите и подмяна на топлоизолацията с цел оптимизиране на топлинните загуби от излъчване.

2. Намаление на разходите за заплати и възнаграждения, както и разходите за осигурителни вноски и социални разходи с по 45 хил. лв.

Размерът на разходите за заплати и възнаграждения, както и на разходите за осигурителни вноски и социални разходи през новия ценови период са завишени спрямо същите за 2018 г., поради увеличение на индивидуалните заплати на работниците и служителите от 01.01.2019 г. с оглед доближаване до средните нива за сектора, съгласно данните на Националния статистически институт. Освен това отчетните стойности на разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях през 2018 г. са намалени с неотработени 2 188 работни дни в резултат на обезщетения по болест и майчинство, както и с 49 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ.

През новия регулаторен период средствата за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са определени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

3. Корекция на разходите за емисии CO_2

За периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. предстоящите за закупуване емисии CO_2 въглероден диоксид за производството на електрическа и топлинна енергия са определени

в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11 и т. 20.12 от Указания – НВ, като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, топлоенергия и електроенергия съобразно чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО (изменена с Директива 2009/29ЕО). Представени са данни в табличен вид.

Основният показател, въз основа на който е извършен разчетът на очакваните генерирани емисии на парникови газове за следващия регулаторен период, е само разходът на природен газ, а не горивният микс. При планираното използване на 1 596 t биомаса (слънчогледови пелети) емисии парникови газове не се отделят (емисионният фактор на биомасата е нула). Общият разход на природен газ за разглеждания регулаторен период от 38 974 knm^3 е аргументиран в представеното от дружеството заявление, посочени са обосновки и показатели за очакваната висока ефективност на работа на съоръженията в централата и увеличеното производство на топлинна и електрическа енергия.

С цел стимулиране и търсене на решения за намаляване на емисиите CO_2 в обхвата на ЕСТЕ, количеството на квотите, издавани на предприятието безплатно по дерогацията за топлинна и електрическа енергия съобразно чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО (изменена с Директива 2009/29ЕО), намалява линейно считано от 2013 г. От представените данни от дружеството е виден ръст на дефицит на квоти за регулаторен период 2019-2020 г. спрямо отчетната 2018 г.: от 49 606 t същият нараства до 57 210 t или с 15,33%. В Доклада квотите са преизчислени и определени в размер от 44 352 t CO_2 и са значително по-ниски от отчетените за 2018 г.

4. Корекция на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно правилото на глава втора, раздел III, т. 40 от Указания - НВ, според което *„Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, се изчислява като средно претеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.“*

Представена е справка за среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал в съответствие със задълженията по кредити и техните лихвени ставки, в която нормата е изчислена на 6,18%.

Определената в т. 3 от общия подход норма на възвръщаемост на привлечения капитал под среднопретегления за дружеството размер по договори за кредит с по-високи лихвени нива ще доведе до намаляване на неговата възвръщаемост, което е в противоречие с изискването на чл. 31, т. 4 от ЗЕ - цените да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

В подкрепа на доводите си дружеството сочи Решение № 4741 от 01.04.2019 г. на Върховен административен съд (ВАС), в което се приема, че регулаторният орган поставя пазарни ограничения на договарянето на привлечен капитал, въз основа на последната година, както и не е икономически обосновано КЕВР да намалява всяка година нормата на възвращаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година, тъй като енергийните предприятия нямат задължение да предоговарят сключени от тях договори с банки или финансови институции всяка година.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за ремонт се приема частично. Включената допълнително стойност за новия ценови период е 235 хил. лв. и е с 50% по-висока от отчетената стойност през базисната година. С така определения от Комисията разход дружеството ще бъде в състояние да покрие приоритетните ремонтни дейности в производството (при съблюдаване на инструкциите на завода-производител за обслужването на ГБД - извършването на междинни ремонти на 10 000 работни часа на газо-бутални двигатели (ГБД) № 4, 5, 6 и на 20 000 h на ГБД № 1, 2 и 3).

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и

възнаграждения не се приема. За новия ценови период разходите са повишени с 10%. Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия и при наличие на възможност.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за емисии парникови газове не се приема. За целите на ценообразуването е приета цена на CO_2 квоти в размер на 25 евро/t, която умножена по количеството на изчислените квоти за новия ценови период формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите основното гориво (природен газ) - средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление и количеството гориво за прогнозния период 1.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено количеството отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор за природен газ - 55,63 t CO_2/TJ
2. Долна топлина на изгаряне - 34,38 GJ/t
3. Коефициент на окисление - 100%
4. Емитирани CO_2 - 68 684 t

Изчисленото прогнозно количество гориво за новия ценови период е природен газ - 35 913,00 knm^3.

Безплатни квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) - 17 219 t CO_2 (2019+2020)/2.

Предвидени квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната директива за 2019 г./2 = 2 258 t CO_2.

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 49 208 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Разходи за емисии CO_2: 49 208 t X 48,9 = 2 406 хил. лв.

4. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 6,18% на 3,57% възражението на дружеството не се приема. Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените

проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

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) – 200,07 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 200,07 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 109,58 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,25 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
   - Необходими годишни приходи – 32 404 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 31 227 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 233 хил. лв. и променливи – 24 994 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 16 962 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 6,94%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 109 743 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 138 847 MWh

5. „Веолия Енерджи Варна" ЕАД

С писма с вх. № Е-14-53-4 от 05.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявления за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и на цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин, на хартиен носител. Допълнително с писмо с вх. № Е-14-53-4 от 08.04.2019 г. е представена информацията и на електронен носител. Към заявленията е приложена прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, с изключение на информацията съгласно т. I.8, I.9., I.11., I.12., и II.9 от писмото.

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

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 91,48 лв./MWh;
2. Цена на електрическа енергия, произвеждана по високоефективен комбиниран начин – 233,25 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия са

изчислени при цена на природен газ 502,10 лв./knm^3 (без акциз, пренос, достъп и ДДС).

От копието на публикацията е видно, че дружеството е обявило по-ниска цена на топлинната енергия от предложената за утвърждаване в КЕВР.

Към заявленията са изложени следните аргументи и пояснения, относно технико- икономическите и финансови прогнози за новия ценови период от 01.07.2019 г.:

1. *Производствена програма и продажби на енергия.*

През ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. се предвиждат следните производствени показатели:

a)	*Производство на ТЕ*	*94 021 MWh*
b)	*Доставена ТЕ за реализация, без включени търговски отстъпки*	*70 068 MWh*
c)	*Собствени нужди и потребление на ТЕ*	*3 874 MWh*
d)	*Загуби по преноса на ТЕ*	*20 080 MWh*
e)	*Производство на високоефективна комбинирана ЕЕ*	*69 326 MWh*
f)	*Продажба на ЕЕ*	*66 574 MWh*
g)	*Собствени нужди на ЕЕ*	*2 752 MWh*
h)	*Потребление на горива (природен газ по долна калоричност)*	*96 366 MWh*
i)	*Обща ефективност на инсталацията за комбинирано производство*	*79,2%*

Предложените количества и производствената рамка се основават на:

- *Резултатите от текущия ценови период 2018 - 2019 г.;*
- *Прогнозните данни за ден-градуси за следващия отоплителен период 2019 - 2020 г. на база средни данни за последните 5 отоплителни сезона;*
- *Планирани мерки за търговско развитие, в т. ч. привличане на нови клиенти за отопление и БГВ чрез присъединяване на нови сгради и чрез подменяне на съществуващи сградни инсталации за БГВ и преминаване към хоризонтални инсталации за отопление;*

2. *Условно-постоянни разходи.*

2.1. Разходи за ремонт и поддръжка

Разходите за ремонт и поддръжка за новия регулаторен период са определени на база необходимостта от ремонт и поддръжка за второто полугодие на 2019 г., както и първото полугодие на 2020 г. и възлизат на 1,601 хил. лв. Разходите за ремонт и поддръжка за текущия регулаторен период 2018/2019 възлизат на 1,274 хил. лв., а тези за отчетната 2018 г. на 921 хил. лв., като увеличението на разходите спрямо отчетната 2018 г. в текущия регулаторен период 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 междинен ремонт на 30 000 работни часа на КГ№ 2 според изискванията на завода-производител „Йенбахер". Тези разходи са включени в разходите за ремонт и поддръжка, защото възстановяват производствените характеристики на съоръженията, без да добавят качествени или количествени подобрения и затова са предвидени в ремонтната програма на дружеството.

В разходите за ремонт и поддръжка са включени и:

- *Планово обслужване на КГ№ 1, 2, 3, 4, 5 по отработени часове и изисквания на завода-производител, включващо профилактика на турбо-апаратите и генераторите;*
- *Планово обслужване на водогрейни котли – възстановяване на изолация, ремонт и профилактика на нагревни повърхности, горивна система, газоходи, КИП и А, режимни настройки, проверка за плътност и т. н.;*

- *Превантивна поддръжка на мрежови помпи и спомагателни съоръжения в централата;*
- *Годишна профилактика на силови трансформатори 20/6,3 kV и трансформатори СН 6,3/0,4 kV;*
- *Годишна метрологична проверка на средства за измерване;*
- *Планова профилактика на ел. уредби 20 kV, 6 kV, 0,4 kV, прекъсвачи, релейни защити;*
- *Ремонт и профилактика на основна и второстепенна топлопроводна мрежа, ревизия и ремонт на камери, арматура и компенсатори.*

2.2. Разходи за амортизации

Разходите за амортизация за бъдещия регулаторен период са 2 278 хил. лв. Те са определени на база амортизационната политика на дружеството и при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базисната година, включително и капитализираните към 31.12.2018 г. Увеличението с 12% спрямо отчетените разходи за амортизация през 2018 г. се дължи основно на придобитите през 2018 г. дълготрайни активи, на стойност общо 2 308 хил. лв. (в преобладаващата им част заприходени в инвентарната книга в края на годината).

2.3. Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите са определени на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения. Разходите за заплати възлизат на 1 448 хил. лв., като са увеличени с 12% спрямо базисната година и 4% спрямо текущия регулаторен период. Увеличението е резултат от увеличения щат на дружеството, което увеличение включва – увеличение на дежурния оперативен персонал 2 служители, увеличение на ремонтния персонал с 4 служители, увеличение на инженерно-техническия персонал с 1 служител, увеличение на административния персонал с 2 служители. Общо средно-списъчният персонал на дружеството е увеличен с 9 служители и възлиза на 64 човека спрямо 53 човека през отчетната 2018 г., което изисква съответното увеличение на фонд работна заплата и съответните социални разходи и осигуровки.

2.4. Други разходи, пряко свързани с лицензионната дейност

Тези разходи за следващия регулаторен период възлизат на 1 735 хил. лв. и са на нивото на отчетените през базовия (отчетната 2018 г.) и настоящия регулаторен период.

2.4.1. Разходи за управление

Разходите за консултантски услуги по управление са пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ и не са неприсъщи за дейността на дружеството. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД регулярно отчита, съответно планира такъв вид разход, като част от УПР на дружеството.

В посочената позиция се отчитат разходи за ползваните от дружеството експертни услуги по управление на дейността във всичките й направления, които се предоставят регулярно от централата на Групата „Веолия“. Тези разходи, фактурирани от „Веолия Енерджи България“ ЕАД на „Веолия Енерджи Варна ЕАД включват възнаграждение за управление от страна на „Veolia Environment S. A.“ (компанията-майка).

Дружествата от Група „Веолия“ в България за дейностите в енергетиката получават срещу възнаграждение услуги по управление от компанията-майка чрез „Веолия Енерджи България“ ЕАД. Разходите за това възнаграждение се разпределят от „Веолия Енерджи България“ ЕАД между различните дружества от Групата в България, пропорционално на относителния дял на всяко от тях в приходите от продажби. Разходите са въз основа на двата договора, описани по-долу, подписани между „Veolia Environnement S.A.“ и „Веолия Енерджи България“ ЕАД:

- „Договор за лиценз на новата търговска марка“, подписан на 15.09.2014 г. Този договор определя, срещу възнаграждение, правото на лицензополучателя (подразделенията на Група „Веолия“ на територията на България, в областта на енергетиката) да използват: марката „Веолия“, както и логото и марките, образувани от тяхната транслитерация в процеса на регистрация, и както може да се наложи в бъдеще; домейн имената (имената на домейните и свързаните с тях услуги, включително и без ограничение на електронна поща, интранет и интернет адреси); включително и условията на „Веолия“ в дефинираната географска зона (тук, на територията на България) за преотстъпване на лиценза на това право на всеки субект, част от групата „Веолия“, намиращ се в географската зона.

- „Договор за услуги“, подписан на 15.09.2014 г. По този договор „Veolia Environnement S.A.“, компанията-майка се задължава да предоставя услуги (общо управление и администрация, търговски и иновации, технически и експлоатационни, финансови, правни, комуникация, за възлагане на поръчки, човешки ресурси управление, ИТ услуги, други услуги) към всяко предприятие от Групата в рамките на дефинираната географска зона (тук, на територията на България). Таксата за тези услуги включва, както преките разходи за предоставяните услуги, така и непреките разходи, които се разпределят между всички структури на групата по целия свят пропорционално на нивото на продажбите си.

- Разходи по Договор за разполагаемост на персонал:

Дейностите на Веолия в сектор „Енергетика“ в България са разделени в три различни юридически лица. Въпреки това, има една напречна организация на национално ниво на разположение за общите нужди на всички субекти. В рамките на тази организация „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД ползва услуги за управление по договор за разполагаемост на персонал, и конкретно от следните лица:

Директор на Веолия за дейностите в България, който също е и член на борда на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, но не получава възнаграждение за това от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД;

Финансов директор на Веолия за дейностите в България, който също е и член на борда на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, но не получава възнаграждение за това от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД;

Директор човешки ресурси на Веолия в България и Директор развитие на дейностите на Веолия в България, които също не получават възнаграждение за това от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД.

Разходите, фактурирани на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за услугите по договора за разполагаемост на персонал, се оценяват на базата на действителните разходи за специалистите на разположение по договора, като се вземат предвид възнаграждението им, разходите за бизнес пътувания, телефонни разходи, разходи за автомобили и т. н., както и времето, посветено от тях на управлението на дейността на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД.

По този начин в дружеството, което е част от групата на Веолия, се прилагат унифициран подход и практики по управление на дейностите в енергетиката. Ползването на експертния опит на водещи специалисти в рамките на Групата, спестява на дружеството по-високи разходи за консултантски и експертни услуги, които иначе биха били предоставяни от външни доставчици и водещи до допълнителни разходи за наемане на експертен персонал.

Отбелязва се, че в разходите, декларирани в позицията „Комисионни за управление“ няма дублиране на разходи, които вече да са били включени в разходната позиция „Разходи за заплати и възнаграждения“. Предвид на това, дружеството счита, че разходите за консултантски услуги по управление за новия регулаторен период от 506 хил. лв. следва да бъдат признати като присъщи разходи за дейността на дружеството.

3. Променливи разходи.

Променливите разходи са съгласно производствената програма и ефективността на производство, както от инсталациите за комбинирано производство, така и от инсталациите за производство на топлинна енергия.

Ефективността на производството (топлопроизводство и комбинирано производство) и икономията на първично гориво при комбинираното производство се поддържат на високи нива и както и през отчетната 2018 г. и настоящия регулаторен период. Ефективността на преноса се предвижда да бъде подобрена чрез оптимизиране на термо-хидравличните режими на работа на централата и мрежата.

Цената на горивото, заложена в модела за следващия регулаторен период 2019/2020 г., е съгласно насоките на Комисията, равна на настоящата цена на природния газ, като към нея са прибавени разходите за капацитет и пренос, съгласно изчисленията в Приложение 5.

Цената на закупените въглеродни емисии за отчетната 2018 г. е средно-претеглената цена на реално закупените от дружеството емисии за покриване на задълженията към Националния регистър за квоти на емисии парникови газове за 2018 г. – 23 000 t закупени CO_2 квоти на цена 18,77 евро/t и 350 t закупени CO_2 квоти на цена 21,6 евро/t. Цената на въглеродни емисии за следващия регулаторен период е приета 22 евро/t съгласно дадените указания в Писмото на Комисията, а количествата са съгласно предвидената производствена програма с приспадане на безплатните квоти за топлинна и електрическа енергия, които дружеството очаква да получи през първото тримесечие на 2020 г.

Общият размер на променливи разходи за новия регулаторен период е 13 058 хил. лв.

4. РБА и инвестиции.

Регулаторната база на активите е изготвена според изискванията на Комисията, на база наличните дълготрайни активи по баланса на дружеството към 31.12.2018 г. Съгласно Указания-НВ инвестициите за 2019 г. не са отчетени в РБА за новия ценови период, независимо от планираната дата на капитализация на съответните активи.

5. ***Работен капитал*** *- определен е при стриктно спазване на методиката на КЕВР, на база средните салда на материалните запаси, търговските вземания и задължения и признатия размер на паричните разходи.*

6. Норма на възвръщаемост на собствения капитал.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е заложена в моделите за ценообразуване на 7,00% - равна на определената от Комисията за текущия регулаторен период 2018/2019 г.. Дружеството отбелязва, че нормата на възвръщаемост на капитала за топлофикационния сектор според утвърдените практики в ЕС би трябвало да е на нива от 10% и тези нива трябва да бъдат постигнати и в България, като част от ЕС, за осигуряване на устойчивост на развитието на дружествата от топлофикационния бранш.

7. Искане за компенсиране на разходи за емисии за предходен ценови период

При утвърждаване на преференциалната цена на електрическата енергия за настоящия ценови период (от 01.07.2018 г.до 30.06.2019 г.) с Решение № Ц-010 от 01.07.2018 г., КЕВР е приела за ценообразуващ разход на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД реално закупените от дружеството количества въглеродни емисии през 2017 г., като така определеният ценообразуващ елемент не е прогнозен и не се отнася за периода, за който е утвърдена цената. Този подход е в противоречие с разпоредбата на чл. 31, т. 2 от ЗЕ, регламентираща цените на енергийните предприятия да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им, както и с установената съдебна практика на ВАС (Решение № 16269/27.12.2018 г. по адм. дело 2292/2018 г.; Решение № 2334 от 21.02.2018 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 2019/2017 г; Решение № 430 от 11.01.2019 г. на ВАС по адм. дело № 4876 от 2018 г., и др.).

През декември 2018 г. „Веолия Енерджи Варна" ЕАД е сключило и реализирало сделка за закупуване на 27 000 t CO_2 емисии при единична цена от 18.77 евро/t (обща стойност: 506 790 евро, или 991 195,09 лв.), което е видно от приложените към настоящето заявление документи:

- *Договор с „Veolia Environment Finance" за закупуване на емисиите,*
- *Потвърждение от „Националния регистър за търговия с квоти за емисии на парникови газове" за получаване на закупените емисии и*
- *Извадка от „Националния регистър за търговия с квоти за емисии на парникови газове" с информация за отразената в регистъра транзакция на получаване на емисиите.*

Допълнително към горното, през март 2019 г., „Веолия Енерджи Варна" ЕАД е сключило и реализирало сделка за закупуване на 350 t CO_2 емисии при единична цена от 21,60 евро/t (обща стойност: 7 560 евро, или 14 786.07 лв.), което е видно от приложените към настоящето заявление документи:

- *Кореспонденция потвърждение за поръчаната и извършена сделка с „Veolia Environment Finance" за закупуване на емисиите,*

Видно от горното е, че реално направените от „Веолия Енерджи Варна" ЕАД разходи за емисии парникови газове за покриване на задълженията на дружеството за 2018 г. са 1 005 981,17 лв., което представлява увеличение на тези разходи близо два пъти спрямо предвидените по Решение № Ц-010 от 01.07.2018 г. на Комисията разходи от 522 793,36 лв. Разликата между направения реален разход за закупуване на CO_2 емисии и определения от КЕВР размер се явява некомпенсиран от определените от КЕВР цени разход за емисии в размер на 483 187,81 лв., за който дружеството е направило изрично искане на основание чл. 38, ал. 2 във връзка с чл. 38, ал.1 от НРЦЕЕ (заявление за изменение действащата цена на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. и изм. с Решение № Ц-15 от 01.10.2018 г.).

Предвид на това, че Комисията не се е произнесла по заявлението, дружеството предявява настоящето искане за компенсиране на посочените разходи за закупуване на CO_2 емисии в размер на 483 187,81 лв. през новия ценови период.

8. Приложение 5 – „Определяне цена на природен газ по месеци за ценовия период на дружество".

В Приложение № 5 с цел коректно изчисление на цената на газа, която след това участва във формиране на цената на топлинната и електрическата енергия, е предложено да се направят следните редакции:

- *Да се използват цените за тримесечен, месечен и дневен капацитет за съответстващите им периоди от справката, дадена в страница 1 на файла – „Цени за достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз" ЕАД за газовата година 01.10.2018 г. - 30.09.2019 г. в съответствие с Решение № НГП-1 от 01.08.2017 г. на КЕВР, приети с решение по т. 6 от протокол № 276 от 29.05.2018 г. на Управителния съвет на „Булгартрансгаз" ЕАД.*
- *В месеците юли, август и септември 2019 г. да се използват вече договорените с доставчиците капацитети за газовата 2019 г. (01.10.2018-30.09.2019) – клетки E11:G18*
- *Горната промяна налага редакция на формулата за разходите за пренос, които за тези месеци трябва да се изчислят според пренесените количества, а не според договорените капацитети – клетки E24:G24.*

С писмо с вх. № Е-14-53-4 от 02.05.2019 г. дружеството е представило изисканата с писмо изх. № Е-14-00-4 от 23.04.2019 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 със 2,60% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 6,51% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 0,30% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 17,59% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 43,37% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 40,37%.

Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

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

НВск по отчет за ценовия период е 9,11% 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 е вследствие на намалените условно-постоянни разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -0,57%, вследствие на по-високите 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.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените за периода от 01.07.2018 г. се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 36,78 лв./t при приета средна цена от 9,64 лв./t, независимо от закупеното по-малко количество CO_2 квоти спрямо заложеното в утвърдените цени.

<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 766 хил. лв. на 369 хил. лв. или с 397 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 1 601 хил. лв. на 921 хил. лв. или с 680 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 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 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 1 825 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 921 хил. лв., съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 448 хил. лв. на 1 293

хил. лв. или със 155 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2018 г. в размер на 1 293 хил. лв., поради факта, че дружеството авансово е повишило размера на работната заплата с повече от 10%, в сравнение с утвърдената стойност в цените през 2018 г. в размер на 1 010 хил. лв. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 397 хил. лв. на 339 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2018 г. в размер на 339 хил. лв., поради факта, че дружеството авансово е повишило размера на разхода с повече от 10%, в сравнение с утвърдената стойност в цените през 2018 г. в размер на 305 хил. лв. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 1 735 хил. лв. на 858 хил. лв., или с 877 хил. лв., като за описаните по-долу позиции разходът е коригиран изцяло, в съответствие с т. 1 от общия подход, поради 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, а именно:

- Експертни и одиторски разходи - 261 хил. лв.;
- Комисиони за управление - 506 хил. лв.;
- Други разходи - 91 хил. лв.

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 1 875 хил. лв. на 1 916 хил. лв. или с 41 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 29 320 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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“ 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.

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

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-53-6 от 04.06.2019 г. в КЕВР е постъпило следното становище от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД във връзка с Доклада:

Дружеството възразява срещу направените корекции в ценообразуващите елементи, основани на използвания „общ подход“, а именно:

1. Намаление на разходите за амортизации в преноса от 766 хил. лв. на 369 хил. лв., или с 397 хил. лв., което е намаление с повече от 50%.

Дружеството изразява несъгласие с извършените корекции по следните съображения:

- възразява срещу признатия от Комисията срок за амортизация на активите в преноса от 35 години. Посочва се, че при прегледа на цените за регулаторния период 01.07.2018 -30.06.2019 г. предложението за корекция на разходите за амортизация в преноса е направено на базата на признат от Комисията срок за амортизация на активите в преноса от 25 години.

- при изчисляване на коригираната сума на разходите за амортизация от 369 хил. лв., дружеството посочва, че е взета предвид само отчетната стойност на активите от група „машини и съоръжения“ - 12 909 хил. лв., а общата отчетна стойност на дълготрайните активи в преноса е 14 577 хил. лв., както и за част от активите, с отчетна стойност 1 668 хил. лв., не са признати разходи за амортизация.

Дружеството счита, че прилагането на общия подход за изчисляване на разходите за амортизация въз основа на общата отчетна стойност на ДМА в преноса (по справка № 2

„РБА“) и общ период на амортизация от 35 години за активите в преноса води до сериозно изкривяване на резултата, защото активите в преноса на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД са с различна продължителност на полезния живот и период на амортизация.

Намаляването на разходите за амортизация на активите в преноса ще ограничи възможностите на дружеството да осигури необходимите средства за поддръжка и възстановяване на топлопреносните съоръжения, с всички негативни последствия от това - увеличаване на загубите по мрежата, влошаване качеството на услугата и експлоатационните показатели на съоръженията.

2. Корекция на разходите за ремонт

Дружеството изразява несъгласие и по отношение на намалените разходи за ремонт, които са коригирани от 1 601 хил. лв. на 921 хил. лв., или с 680 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД посочва, че изпълнените ремонти за ценовия период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. са по-малко от планираните 1 825 хил. лв., поради изпълнение изискванията на групата за отлагане на ремонтите на ко-генераторите, а не поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности, като дружеството посочва, че разполага с финансови средства, обучен персонал и има сключени договори с представителите на производителите на основното оборудване, които са поели ангажимент за резервни части и всичко необходимо за извършване на всички планови и аварийни ремонти.

Отлагането на плановия ремонт на 30 000 работни часа на ко-генератор № 2 в 2018 г. го прави абсолютно задължителен през следващия ценови период от 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г., за което е необходимо да се предвидят средства в размер на 586,447 хил. лв., без ДДС, което включва резервни части, консумативи и специализирани външни услуги.

Дружеството посочва, че намаляването на разходите за ремонт на 921 хил. лв. ще доведе до невъзможност за изпълнение на производствената програма, което ще наложи да бъдат спрени мощности, а това ще доведе до финансови загуби за дружеството и до невъзможност за изпълнение на задълженията на дружеството към клиентите на топлинна енергия на територията на лицензията в град Варна.

3. Корекция на разходите за заплати

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД изразява несъгласие с намалените разходи за заплати и възнаграждения до размера на отчетените през базисната година - от 1 448 хил. лв. на 1 293 хил. лв. В тази връзка дружеството посочва, че реалното увеличение на разходите за заплати само на наличния персонал през новия ценови период ще бъде 115 хил. лв. (162,68 лв. х 59 човека х 12 месеца).

Дружеството посочва, че допълнително ще бъдат увеличени разходите за заплати от увеличения персонал до бюджетирания брой от 64 човека, като дружеството посочва, че сумата на това увеличение се очаква да възлезе на 107 хил. лв. (1791,08 лв. х 5 човека х 12 месеца), от което следва, че реалното увеличение на разходите за заплати ще бъде дори по-високо от прогнозираното за бъдещия регулаторен период, поради което настоява прогнозната сума от 1 448 хил. лв. да бъде призната в пълен размер.

4. Корекция на разходите за осигурителни вноски и социални разходи

По отношение намаляването на разходите за осигурителни вноски и социални плащания до размера на отчетените през базисната година от 397 хил. лв. на 339 хил. лв. дружеството изразява същото становище със същите аргументи както за работните заплати, поради което настоява прогнозната сума от 397 хил. лв. да бъде призната в пълен размер.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности

- Експертни и одиторски разходи

Дружеството изразява несъгласие с направената корекция, като се обосновава, че тя е една от утвърдените от комисията разходни позиции, а не е добавена от дружеството извън тях.

Посочва се, че това са разходи за реално ползвани и необходими за дейността на дружеството експертни услуги, които са и надлежно документирани.

- Комисиони за управление

Дружеството възразява и по отношение на извършената корекция в разходната позиция „комисионни за управление“ от 506 хил. лв. на 0 хил. лв., като посочва, че тази разходна позиция не е нова за дейността на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД. „Комисионите за управление“ по същество са разходи за експертни услуги и биха могли да бъдат представяни в утвърдената от Комисията разходната позиция „Експертни и одиторски разходи“, поради което според дружеството липсва формално основание за непризнаването им.

Разходите за консултантски услуги по управление са пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ и не са неприсъщи за дейността на дружеството. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД регулярно отчита и съответно планира такъв вид разход, като част от УПР на дружеството.

В посочената позиция се отчитат и разходи за ***Възнаграждение за управление*** от страна на „Veolia Environment S. A.“ ***(компанията-майка),*** като се посочва, че дружествата от Група Веолия в България за дейностите в енергетиката получават срещу възнаграждение услуги по управление от компанията-майка чрез „Веолия Енерджи България“ ЕАД. Разходите за това възнаграждение се разпределят от „Веолия Енерджи България“ ЕАД между различните дружества от Групата в България, пропорционално на относителния дял на всяко от тях в приходите от продажби, като се пояснява, че разходите са въз основа на сключени договори, подписани между „Veolia Environment S. A.“ и „Веолия Енерджи България“ ЕАД. Към същите дружеството отнася и „Разходите по Договор за разполагаемост на персонал“.

Дейностите на Веолия в сектор „Енергетика“ в България са разделени в три различни юридически лица. Въпреки това, има една напречна организация на национално ниво, на разположение за общите нужди на всички субекти, като по този начин в дружеството, което е част от групата на Веолия, се прилагат унифициран подход и практики по управление на дейностите в енергетиката. Ползването на експертния опит на водещи специалисти в рамките на Групата спестява на дружеството по-високи разходи за консултантски и експертни услуги, които иначе биха били предоставяни от външни доставчици и водещи до допълнителни разходи за наемане на експертен персонал.

В тази връзка дружеството заявява, че прогнозната сума на комисионната за управление за новия регулаторен период от 506 хил. лв. е равна на бюджетираната за 2019 г. сума, като е посочено че комисионната за управление, отчетена през базисната година, е 583 379,43 лв.

В допълнение дружеството заявява, че в разходите, декларирани в позицията „комисионни за управление“ няма дублиране на разходи, които вече да са били включени в разходната позиция „разходи за заплати и възнаграждения“, поради което считат, че разходите за консултантски услуги по управление за новия регулаторен период от 506 хил. лв. следва да бъдат признати като присъщи разходи за дейността на дружеството, включително и за целите на ценообразуването.

6. Разходи за емисии парникови газове

В заявлението за цени за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. дружеството е заявило разходи за закупуване на CO_2 квоти, получени като от прогнозното количество емисии за този период - 39 586,76 t, са приспаднати безплатните квоти 7 239 t, които реално ще получат през същия период, а не 7 533,50 t, които по изчисления представляват сумата от 1/2 от квотите за 2019 г. и 1/2 от квотите за 2020 г.

Посочва се, че при корекцията на разходите за емисии CO_2, направена в Доклада, са използвани количества през новия ценови период в размер на 29 320 t, а не необходимите 32 053,26 t - разликата между прогнозните количества емисии за периода 39 586,76 t и 7 533,50 t, които според дружеството представляват сумата от 1/2 от безплатните квоти за 2019 г. и 1/2 от безплатните квоти за 2020 г.

В тази връзка дружеството е направило искане за увеличение на разхода за емисии CO_2 със 133,644 хил. лв., които представляват стойността на пропуснатите 2 733,26 t CO_2.

7. Норма на възвръщаемост на собствения капитал

Дружеството възразява и срещу нормата на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, която Комисията е определила за топлопреносните дружества. Дружеството заявява, че не става ясно какъв модел е използвала Комисията за определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал и как при този модел са спазени изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата. Дружеството счита, че при определяне на НВск Комисията не е отчела факта, че през последните години потреблението на топлинна енергия не е стабилно и намалява поради редица обективни фактори (променени климатични условия, ниски доходи на потребителите, конкурентни цени на електрическата енергия като алтернатива за отопление и др.), което прави извършването на тази дейност значително по-рискова.

Според дружеството нормата на възвръщаемост на капитала за топлофикационния сектор, според утвърдени практики в ЕС, е на нива от 10% и над 10%, и посочва, че тези нива трябва да бъдат постигнати и в България като част от ЕС, за осигуряване на устойчивост на развитието на дружествата от топлофикационния бранш и у нас.

8. Направено е искане за включване на допълнителни разходи за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 2,10 лв./MWh, без ДДС, които за дружеството ще бъдат в размер на 139,8 хил. лв.

Предоставена е нова справка Приложение № 3 към становището, където дружество предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи в размер на 2 691 хил. лв., като увеличението на общата им стойност е с 16,44%.

След преглед на постъпилото становище от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството за извършената корекция на разходите за амортизации в преноса не се приема, тъй като тя е извършена 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. Процесът на регулиране изисква, освен точно и обективно отразяване в цените на необходимите и доказани от дружеството разходи, така и осигуряване баланс на интересите на дружеството и крайните потребители на енергията. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. При рязко нарастване на цените за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

2. Възражението за корекцията на разходите за ремонт не се приема. Намалени са разходите за ремонт до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка на причините, довели до отлагане на плановия ремонт на КГ 2, средствата за който са били предвидени, но неусвоени в предходния ценови период. С оглед недопускане на регулярно неусвояване на планираните в бюджета разходи, се запазват на нивото на отчетените стойности през базовата година.

3. Възражението за извършената корекция на разходите за заплати и възнаграждения не се приема. Корекцията е от 155 хил. лв., до достигане нивото на утвърдената стойност през 2018 г. в размер на 1 293 хил. лв., поради факта, че дружеството авансово е повишило размера на работната заплата с повече от 10%, в сравнение с утвърдената стойност в цените през 2018 г. в размер на 1 010 хил. лв. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход. Утвърдените от комисията разходи за заплати за ценовия период са рамка, в която дружеството трябва да се вмести с оглед постигане на заложеното ниво на възвръщаемостта на капитала.

4. Възражението във връзка с корекция на разходите за начисления за осигурителни

вноски и социални разходи не се приема. Корекцията е от 58 хил. лв. до нивото на утвърдената стойност през 2018 г., която съответства на повишения размер на разхода с повече от 10%, в сравнение с утвърдената стойност в цените през 2018 г. в размер на 305 хил. лв. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход. Утвърдените от комисията разходи за осигурителни вноски и социални разходи за ценовия период са рамка, в която дружеството трябва да се вмести с оглед постигане на заложеното ниво на възвръщаемостта на капитала.

5. Възражението за намалението на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, не се приема. Те са коригирани от 1 735 хил. лв. на 858 хил. лв., или с 877 хил. лв., като за описаните по-долу позиции разходът е коригиран изцяло, в съответствие с т. 1 от общия подход, поради 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, а именно:

- Експертни и одиторски разходи - 261 хил. лв.;
- Комисиони за управление - 506 хил. лв.;
- Други разходи - 91 хил. лв.

Представената от дружеството обосновка не дава убедителни основания за промяна на направените изводи. Извършени разходи, извън утвърдените от Комисията за лицензионна дейност, са за сметка на възвръщаемостта.

6. Възражението за коригираните разходи за емисии CO_2 се приема.

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, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на основното гориво (природен газ) - средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление и количеството гориво за прогнозния период 1.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено количеството отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор за природен газ - 55,63 t CO_2/TJ
2. Долна топлина на изгаряне - 34,38 GJ/t
3. Коефициент на окисление - 100%
4. Емитирани CO_2 - 39 448 t

Изчисленото прогнозно количество гориво за новия ценови период е природен газ - 20 625,93 knm^3.

Безплатни квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) - 7 015 t CO_2 (2019+2020)/2.

Предвидени квоти срещу инвестиции по чл. 10в от НПИ за 2019 г./2 = 990 t CO_2.

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 31 444 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Разходи за емисии CO_2: 31 444 t X 48,9 = 1 538 хил. лв.

7. Възражението относно определената норма на възвръщаемост на собствения капитал не се приема. Комисията в изпълнение на своите регулаторни правомощия, в случая да симулира пазарно поведение на дружествата в монополна позиция спрямо потребителите, определя нормата на възвръщаемост на собствения капитал и това е нейно правомощие.

8. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп и/или пренос не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от

комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

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) – 199,54 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 199,54 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 109,05 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,34 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 19 404 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 17 982 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 291 хил. лв. и променливи – 12 691 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 28 202 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,04%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 66 574 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 70 068 MWh

6. „Топлофикация - Враца" ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-06-3 от 29.03.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа енергия и топлинна енергия с гореща вода, произведени по 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. 8, I. 9, I.11 и II.8.

Допълнително с писмо с вх. № Е-14-06-3 от 18.04.2019 г. дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2018 г.

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

- преференциална цена на електрическа енергия – 242,81 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 103,92 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 505,99 лв./knm^3.

Обосновката на дружеството на ценообразуващите елементи за новия ценови период от 01.07.2019 г. е следната:

Като база за изготвяне на прогнозата за формирането на цените на топлинната и електрическата енергия от комбинирано производство за новия регулаторен период от 01.07.2019 г. е използвана отчетната информация за 2018 г. Прогнозните разходи са съпоставими с отчетените такива през предходната година. Увеличение е извършено само за разходите, за които е на лице обективна причина за промяната им. По групи, разходите са, както следва:

I. Условно-постоянни разходи

Прогнозата на условно-постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2018 г. и очакваните промени по видове разходи за прогнозния период, в това число:

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 има малко увеличение в резултат на новопостъпилите през 2018 г. активи, главно от нови абонатни станции.

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" до 70 000 h, съгласно предписанието на производителя. Ремонтите са наложителни и не може да бъдат пропуснати, защото трябва да се гарантира надеждната работа на съоръжението, като това е отразено в ремонтната програма. Предложението, което не обхваща аварийните ремонти, е дадено в Приложение 2. През м. август 2019 г. предстои ремонт на 60 000 h, договор по реда на ЗОП е даден в Приложение 3.

b. Предстоящ е ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска" (когенератор 1 и когенератор 2), съгласно предписанието на производителя. Ремонтите ще гарантират безаварийна работа през следващия ценови период и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Стойността на резервните части е посочена в приложената ремонтна програма. Самите ремонти ще бъдат извършени със собствени сили и средства. На етапа има сключено рамково споразумение за доставка на резервни части – Приложение 4. Оферта на доставчика е дадена в Приложение 5.

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. Оферта за първото техническо обслужване и ремонт е дадена в приложение 6. На този етап е сключено рамково споразумение – Приложение 7.

d. Подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност, която ще бъде извършена със собствени сили.

3. Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са разчетени на база достигнати разходи през 2018 г., увеличени с разходите във връзка с увеличение на минималната работна заплата от 01.01.2019 г. и свързаното с това увеличение на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Предвидено е и увеличение на фонда във връзка с промяна в числеността на персонала с цел попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал.

4. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности, са прогнозирани на база постигнати такива по отчет за 2018 г. В прогнозата за следващия регулаторен период тези разходи бележат намаление спрямо отчета за 2018 г. с 63 хил. лв. По-съществените промени има в следните позиции:

- *Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали, материали за текущо поддържане са разчетени за новия ценови период с минимално увеличение, свързано с по-високите цени на горивата и материалите.*
- *Разходите за застраховки са в размера, постигнат през 2018 г. В прогнозата за новия ценови период е заложен действителният размер на разходите, съгласно сключените застрахователни полици.*
- *Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, експертни и одиторски услуги, вода, осветление и отопление, безплатна предпазна храна по Наредба 11, охрана на труда, командировки, разходи за публикации се запазват в порядъка на отчета за 2018 г..*
- *Разходи за абонаментно поддържане са намалени спрямо отчета с 96 хил. лв. поради факта, че през следващия регулаторен период няма да бъде извършвана проверка на търговските уреди за измерване на топлинна енергия /топломери/.*

➢ *Разходите за наеми също са разчетени в размер, по-нисък от постигнатия през предходната година, тъй като приключва договорът за наем на използвано от дружеството оборудване на трети лица.*

➢ *Съдебните разходи са в размер, равен на отчета за 2018 г.*

➢ *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 на нивото на отчетените през 2018 г.*

II. <u>Променливи разходи</u>

1. *Разходите за гориво за прогнозния период 2019 г./2020 г. са изчислени на база количество гориво и утвърдената от 01.01.2019 г. цена на природния газ, увеличена с добавката за капацитет – 505,97 лв./knm^3, без ДДС.*
2. *Разходите за енергия, вода и консумативи като цяло са запазени на нивото от 2018 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 11 хил. лв., свързано с предвидения режим на работа, предстоящите основни ремонти на съоръженията и преносната мрежа.*
3. *В разходите за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2018 г. е заложено увеличение в размер на 11 хил. лв. Същото е съобразено с очаквания обем и режим на работа на съоръженията при производството на електрическа енергия.*

III. <u>Регулаторна база на активите</u>

Стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите в Приложение № 2 – РБА са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2018 г. Стойността на финансиранията за дълготрайни активи е съгласно изготвения баланс към 31.12.2018 г.

Стойността на оборотния капитал е определена в размер на 1/8 от признатите годишни разходи за дейността, без разходите за амортизации, и резултатът от изчислението на оборотния капитал съгласно приложената формула е отрицателна величина (-771 хил. лв.).

IV. <u>Цени</u>

В резултат на така прогнозираните разходи, количества произведена и реализирана топлинна и електрическа енергия и използвания ценови модел и указания на Комисията са формирани предложените от дружеството цени на енергия.

Ниският относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия за новия ценови период. Вземайки предвид финансово-икономическите условия в гр. Враца, равнището на заетост и на безработицата, липсата на реално работеща икономика в града и региона, дружеството предлага Комисията да утвърди действащата в момента цена на топлинната енергия и през новия ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-06 от 02.05.2019 г. дружеството е представило изисканата с писмо изх. № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

Представена е следната обосновка за приходите от юрисконсултски възнаграждения:

На база отчета за приходите и разходите за 2018 г. и приложенията към него, през 2018 г. дружеството е отчита приходи от възстановени съдебни разходи общо за 93 309,86 лв., в т. ч. от битови абонати – 78 744,79 лв. и 19 565,07 лв. от стопански абонати

Приходите от възстановени съдебни разходи представляват извършени от дружеството и присъдени от съда разходи, направени във връзка с водените съдебни процедури срещу клиенти на дружеството с цел събиране на просрочени задължения, които не са платени в законно определения срок. Юрисконсултското възнаграждение е част от тези разходи.

На база аналитичната информация за плащанията по присъдените вземания в полза на дружеството, в т. ч. на признати от съда и възстановени съдебни разходи, събраните суми за присъдени юрисконсултски възнаграждения са общо 27 900.00 лв., в т. ч. от битови клиенти - 27 050,00 лв. по 541 бр. съдебни дела.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за предходния ценови период с 0,19% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 3,95% 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 1,87% 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 29,46% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 56,88% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 91,48%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

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

НВск по отчет за ценовия период е -6,54% 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 НВск се дължи на намалените продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и завишените променливи разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -6,36%, вследствие на завишените условно-постоянни разходи при намалени приходи от продажби на топлинна енергия спрямо утвърдените от Комисията.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 48,90 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупените по-големи количества CO_2 квоти, спрямо заложените в утвърдените цени.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации са коригирани от 1 008 хил. лв. на 814 хил. лв. или с 194 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 35 г. срок за амортизация в преноса на топлинна енергия и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 2 245 хил. лв. на 806 хил. лв. или с 1 439 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., завишена с 50% 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 2018 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

-разходите, допълнително добавени като „Други“, са коригирани от 580 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 580 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 емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 1 780 хил. лв. на 1 136 хил. лв. или с 644 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период. в размер на 23 234 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 6,66% на 3,57% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ 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, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-06-7 от 04.06.2019 г. от „Топлофикация – Враца“ ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

1. Относно извършена корекция на разходите за амортизации в преноса със 194 хил. лв.

Дружеството посочва, че намалението е необосновано и немотивирано. Възприет е административен подход за механично намаление на разходите без да се отчита, че сроковете за амортизация на различните групи активи имат различен полезен живот. Посочва се, че този подход е в противоречие на изискванията на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ и чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ и в нарушение на чл. 31, т. 2, б. „д“ от ЗЕ. „Топлофикация – Враца“ ЕАД заявява, че този подход на Комисията не дава възможност за възстановяване стойността на активите чрез разходите за амортизация и поставя дружеството в неравностойно положение спрямо другите топлофикационни дружества и е в нарушение на принципа на равнопоставеност по чл. 23, т. 5 от ЗЕ. Заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период са запазени в размер на достигнатите по отчет през 2018 г. Заявява се, че не става ясно как е определен срокът на полезен живот на активите в преноса – 35 години, при положение, че за 2018 г. е възприет срок на полезен живот на активите в преноса – 25 години, а през 2017 г. – 30 години. Дружеството посочва, че през м. август 2019 г. предстои да бъде извършен основен ремонт на газов двигател „Jenbacher“ на стойност 969 хил. лв., с ДДС, който е основна генерираща мощност в инсталацията за комбинирано производство в ОЦ „Младост“. Ремонтът е наложителен поради изтичане на производствения ресурс на двигателя, определен от завода-производител – 60 хил. часа, което ще окаже влияние върху размера на амортизациите за 2019 г. в посока на увеличение.

2. Относно извършена корекция на разходите за ремонт в производството и

преноса с 1 439 хил. лв.

Дружеството посочва, че предвид годините на експлоатация на топлопреносната мрежа и пробега на ко-генераторите, през настоящия ценови период се налага извършването на неотложни ремонти в по-голям обем. Редуцирането на разходите, необходими за поддържане на съоръженията за комбинирано производство и топлопреносната мрежа в нормално техническо състояние води до очаквано нарастване на дела на аварийните или неплановите ремонти. С цел предотвратяване на тази тенденция е направен разчет в ремонтната програма за новия ценови период.

3. Относно извършена корекция на разходите за емисии CO_2 от 1 780 хил. лв. на
1 136 хил. лв.

Дружеството посочва, че реално ще разполага с 8 947 t безплатни CO_2. Следователно за новия ценови период количествата за закупуване от дружеството са в размер на 36 392 t CO_2.

„Топлофикация – Враца“ ЕАД заявява, че тези количества, умножени по икономически обоснованата цена на емисиите от 25,00 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход, дават разходите в ценовия модел – 1 780 хил. лв. Посочва се, че непризнаването на разходите за въглеродни емисии в заявения размер е необосновано и в нарушение на предвидения в чл. 31, т. 2 от ЗЕ принцип на регулиране, според който цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им, в т.ч. и разходите за закупуване на необходимите квоти за емисии парникови газове. Същите трябва да бъдат прогнозирани и отнесени за периода, в които реално ще бъдат закупени, включително по прогнозни цени за този период.

4. Относно извършена корекция на норма на възвръщаемост на привлечения капитала от 6,66% на 3,57%

Дружеството не е съгласно с подхода, възприет от Комисията, за начина на определяне нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, приравнявайки я към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2018 г., по статистически данни на БНБ. Посочва се, че данните на БНБ са обобщени средно претеглени за целия пазар през 2018 г. и не отчитат факта, че заемите са сключени през предходни регулаторни периоди. От друга страна дружеството няма задължение да извършва периодични предоговаряния на сключените договори за кредит или рефинансиране. Дружеството заявява, че корекцията е в противоречие с принципа на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените на енергийните предприятия трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвращаемост на капитала.

5. Да бъдат признати разходи за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 118 051,50 лв., без ДДС, като същите да бъдат включени при определяне цената на електрическата енергия за новия ценови период от 01.07.2019 г.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за амортизации в преноса със 194 хил. лв. не се приема, тъй като тя е извършена 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. Процесът на регулиране изисква, освен точно и обективно отразяване в цените на необходимите и доказани от дружеството разходи, така и осигуряване баланс на интересите на дружеството и крайните потребители на енергията. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. При рязко нарастване на цените за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

2. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за ремонт не се приема. Включена е допълнително стойност 192 хил. лв. за новия ценови период, която е с 50% по-висока от отчетената стойност през базисната година. С така определения от Комисията разход дружеството ще бъде в състояние да покрие планираните ремонтни дейности в производството (при съблюдаване на инструкциите на завода-производител за обслужването на ГБД).

3. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за емисии CO_2 от 1 780 хил. лв. на 1 136 хил. лв. не се приема.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показатели на основното гориво (природен газ) - средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление и количеството гориво за прогнозния период 1.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено количеството отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор за природен газ - 55,63 t CO_2/TJ
2. Долна топлина на изгаряне - 34,38 GJ/t
3. Коефициент на окисление - 100%
4. Емитирани CO_2 - 31 054 t

Изчисленото прогнозно количество гориво за новия ценови период е природен газ - 16 237,00 knm^3.

Безплатни квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) - 5 346 t CO_2 (2019+2020)/2.

Предвидени квоти срещу инвестиции по чл. 10в от НПИ за 2017 г. = 2 474 t CO_2

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 23 234 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Разходи за емисии CO_2: 23 234 t X 48,9 = 1 136 хил. лв.

4. Възражението на дружеството относно извършена корекция на норма на възвръщаемост на капитала от 6,66% на 3,57% не се приема.

Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и

кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

5. Искането на дружеството за признаване на допълнителните разходи в размер на 118 051,50 лв. без ДДС за „цена за достъп до електропреносната мрежа за производители“ в размер на 2,10 лв./MWh, без ДДС не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

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) – 215,67 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 215,67 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 125,18 лв./MWh

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

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

- Необходими годишни приходи – 19 223 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 18 527 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 681 хил. лв. и променливи – 13 846 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 10 503 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,63%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 56 215 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 796 MWh

<u>7. „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново</u>

С писмо с вх. № Е-14-05-4 от 01.04.2019 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.9., I.11. и II.8. от Писмото.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2019 г.,

без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 268,02 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175,88 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на природен газ – 601,92 лв./knm^3 (без акциз и ДДС) и
- цена на биомаса – 160 лв./t при калоричност 4 500 kcal/kg.

От публикацията във в-к „Борба“ от 27.02.2019 г. е видно, че дружеството е обявило по-ниска от заявената цена на топлинна енергия (94, 00 лв./MWh, без ДДС).

Обосновката на „Топлофикация-ВТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., е следната:

I. УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. РАЗХОДИ ЗА АМОРТИЗАЦИИ

Отчетените разходи за амортизации на ДА за 2018 г. са 140 хил. лв., в т. ч. 99 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 41 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Прогнозните разходи за амортизации за новия ценови период са 154 хил. лв. Завишени са общо с 14 хил. лв., както следва:

**Увеличение на разходите за амортизации за производство на топлинна енергия 7 хил. лв. /амортизация на реконструкция през 2018 г. на коминно тяло на Котел ПТ 10 с би гориво за производство на ТЕ/.*

**Разходите за амортизация на активи в преноса на топлинна енергия са намалени в сравнение с отчетените за 2018 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 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 преноса на топлинна енергия за ценовия период от 01.07.2019 г. - 36 хил. лв.

Други промени в амортизациите не се очакват, не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. РАЗХОДИ РЕМОНТИ

Отчетените разходи за ремонт през 2018 г. общо са 116 хил. лв., в т. ч. отнесени към производството на електрическа енергия 83 хил. лв., към производството на топлинна енергия 9 хил. лв. и към преноса на топлинна енергия 24 хил. лв. Приложен е отчет на ремонтна и инвестиционна програма за 2018 г.

Прогнозните разходи за ремонт в производството за следващия ценовия период са 583 хил. лв. – в производството на електрическа енергия 465 хил. лв., в производството на топлинна енергия – 20 хил. лв. и общо за двата продукта 98х.лв.

Прогнозните разходи за ремонт в преноса са 24 хил. лв.

Общо прогнозни разходи за ремонт – 607 хил. лв.

Условно-постоянните разходи, отнесени към електрическата енергия, включват регулярно обслужване, ремонт и поддръжка на газовия бутален двигател, според предписанията на производителя, в интервал на всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и

20 000 h работа. Разходите ремонт след 40 000 и 80 000 мото-часа работа (основен ремонт), включващи останалите видове ремонти, са отнесени към инвестиции.

2.1. Разходи за запалителни свещи – 6,7 хил. лв.

2.2. Разходи за масло – 78,2 хил. лв., формиран от разхода на масло, съгласно документацията, предоставена от производителя, и предписаната периодична подмяна на отработеното масло.

2.2.1. Разход на масло за двигателя – 49,48 хил. лв.

Нормативният разход на масло, според документацията, предоставена от производителя е 1,5 kg/мото-час.

2.2.2. Разходи за подмяна на отработеното масло – 28,8 хил. лв.

Задължителна подмяна на отработеното масло на всеки 2 000 мото-часа, в съответствие с изискванията на производителя за превантивна поддръжка, 5 бр. за периода. При обем на картера 1800 l.

Количеството на подменяното отработено масло е редуцирано с 20% спрямо броя на смените и пълния картерен обем на двигателя, поради компенсация на обема на доливаното масло между регулярните смени.

2.3. Разходи за ремонти и рехабилитация

2.3.1. Разходи за рехабилитация на топлообменните апарати на когенерационната инсталация

С цел поддържане на максимална стойност на общата термична ефективност на когенерационния агрегат, през периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е предвидена рехабилитация на топлообменните апарати по хода на мрежова вода, които служат за утилизация на топлинната енергия и осигуряват работата на двигателя. Предвидените дейности са ревизия, дефектовка и рехабилитация/подмяна на нагревни повърхности на:

- *Охладител на двигателното масло;*
- *Охладител на водните ризи;*
- *Доохладител/утилизатор на димните газове.*

Общата стойност на предвидените разходи по тази точка, предвиждащи пълна подмяна на утилизатора на димни газове, възлиза на 45 хил. лв.

2.3.2. Разходи за рехабилитация на системата за мониторинг и управление на работата когенерационната инсталация

Предвид изтичащия период на поддръжка на използваната версия на системата за мониторинг и управление (съгласно обявената търговска политика на производителя) на работата на двигателя ще бъде извършена пълна ревизия и подмяна на модули, критични за безаварийната работа на двигателя. Предвидените разходи по тази точка са определени на 120 хил. лв., 15% от необходимите разходи за цялостна подмяна на системата.

2.3.3. Разходи за ремонт на електрическия генератор на когенерационната инсталация

Предвиден е ремонт на електрическия генератор на когенерационната инсталация след настъпила авария. Протокол от проведена дефектовка на генератора е представен, също и събрани оферти за ремонт в базата на ремонтната организация. Средната стойност на ремонта, според представените оферти, възлиза на 120 хил. лв. Представените оферти не включват разходите по демонтаж, такелажни дейности, транспорт и последващ монтаж на генератора, стойността на тези разходи е оценена на 80 хил. лв. Общата стойност по тази точка възлиза на 200 хил. лв.

2.3.4. Рехабилитация на турбокомпресорите на двигателя

Предвижда се рехабилитация на турбокомпресорите на двигателя, преди началото на отоплителен сезон 2019/2020, през месец август 2019 г. Предвидените разходи по тази точка възлизат на 80 хил. лв.

2.3.5. Рехабилитация на антивибрационно окачване на двигателя

Предвидена е еднократна инспекция (измерване на вибрации) и рехабилитация на антивибрационото окачване на двигателя (подмяна на демпфери). Предвидените средства за изпълнение на тази точка са 55 хил. лв.

3. РАЗХОДИ ЗА ЗАПЛАТИ И ВЪЗНАГРАЖДЕНИЯ

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за прогнозирания ценови период от. са 549 хил. лв.

Завишени са с 55 хил. лв. в сравнение с отчетените 494 хил. лв. за 2018 г. в резултат на:

- увеличението на РЗ на работещите в дружеството е базирано на увеличението на МРЗ с 9,8% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2018 г. в отрасъла по данни на НСИ – 48 хил. лв., месечно увеличение на ФРЗ – 4 000 лв.

Списъчният брой на персонала към 31.12.2018 г. е 41 работници и служители и изп. директор.

Дружеството изпитва затруднение в набирането на персонал, поради което с повишаване на възнагражденията се цели приближаване до нивото на възнагражденията в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

- Увеличение на разходите за работна заплата със 7 хил. лв., поради предстоящо пенсиониране през новия ценови период на двама работника – 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 01.07.2019 г. Социални разходи не са прогнозирани.

5. РАЗХОДИ, ПРЯКО СВЪРЗАНИ С РЕГУЛИРАНИТЕ ДЕЙНОСТИ по ЗЕ.

За новия ценови период разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са 690 хил. лв.

5.1. Горива за транспорт – 19 хил. лв., завишени с 5 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2018 г., поради използване на вътрешен транспорт за зареждане на котел ПТ 10 с дървесен чипс и по-големия разход за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на ТЕ“ - причината са честите аварии на топлопреносната мрежа.

5.2. Материали за текущо поддържане – 35 хил. лв.

Разходите включват подмяната на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, свещи и др. Завишени са с 10 хил. лв. в производството в сравнение с отчетените за 2018 г., поради честите аварии на котел ПТ 10 и нуждата от текущ ремонт.

В дейността „Пренос на ТЕ“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с непрекъснатите аварии по мрежата, която вече е много остаряла и се нуждае от основен ремонт.

5.3. Въоръжена и противопожарна охрана – 42 хил. лв.

Отчетените разходи за въоръжена и противопожарна охрана са увеличени в сравнение с 2018 г., поради сключване на договор за охрана, който беше прекратен през 2017 г.

5.4. Разходи за наем включват:

1. Наем на „Газов генераторен комплект № 7 – 5027 /когенератор/ съгласно Договор за наем с „Топлофикация Бургас“ ЕАД .

2. Наем на Телехендер „MANITU“ /телескопичен манипулатор / съгласно Договор от 01.02.2010 г. с „Мина Станянци“ АД, гр. София. Използва се да зарежда биогориво в котел ПТ 10 и като вътрешнозаводски транспорт.

5.5. Безплатна храна съгласно нормативен акт – Безплатна храна за работниците по Наредба 11 – завишена с 3 хил. лв., поради назначаване н нови работници и служители.

5.6. Разходи за екология - 4 хил. лв. включват:

Верификация годишни доклади емисии парникови газове, във връзка с участие в Европейска схема на търговия с квоти на емисии парникови газове и такса за депониране на отпадъци от Котел ПТ 10.

II. ПРИХОДИ ОТ ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ И УСЛУГИ.

Не са прогнозирани приходи от присъединяване на нови потребители, защото от няколко години няма такива.

III.ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Прогнозната информация по приложения изчислителен модел е разработена с действаща цена на природен газ към момента на подаване на заявлението – 601,92 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 2018г. са 319 х.лв.

За ценовия период 01.07.2019 г.-30.06.2020 г. разходите за вода са завишени с 31 хил. лв. в производство във връзка с въвеждането на котел ПТ 10 в действие – за технологични нужди – очистване на димни газове от прах чрез воден скубер и поради повишение на цената на водата от 01.08.2018 г. и от 01.01.2019 г. на В и К „Йовковци“ ООД, гр. В. Търново.

Разходите за акциз за 2018 г. са 178 хил. лв.

През новия ценови период разходите за акциз са 186 хил. лв. и са свързани с увеличеното количество природен газ за новия ценови период.

Дружеството съобщава, че плаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия, тъй като издадената му лицензия е за производство на топлинна енергия.

IV. СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНА НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА ПРИВЛЕЧЕНИЯ КАПИТАЛ КЪМ 31.12.2018 г. - представена е справка, съгласно която нормата на възвръщаемост на привлеченият капитал е 6,74%.

Поради забавените плащания за топлинна енергия 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, по която дружеството купува от „Овергаз Север“ ЕАД – с 99,60 лв./knm^3, 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.

V. РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ НА ДРУЖЕСТВОТО

Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2018 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.

Разпределение на дълготрайните активи при производството между електрическа и топлинна енергия е извършено, както следва:

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%
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, 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.

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 64,32% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 19,65% по-ниско от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 25,31%, прогнозните за новия ценови период са 48,43%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 52,28% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт със 279,38%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 69,12%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 16,67%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -687 799,03% 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 е отрицателна величина, която се дължи на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е в размер на -555519,65% в резултат на завишените условно-постоянни и променливи разходи при условие на занижени продажби.

Съществен момент за „Топлофикация ВТ" АД е ниския дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 43,03 лв./t при приета средна цена от 17,42 лв./t, независимо от закупените по-малки количества CO_2 квоти спрямо заложените в утвърдените цени.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за ремонт са коригирани от 607 хил. лв. на 116 хил. лв. или с 491 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 година, 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 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 160 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 116 хил. лв., съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 549 хил. лв. на 544 хил. лв., или с 5 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 494 хил. лв., увеличена с 10%, 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 2018 г. в размер на 91 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 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 закупена енергия са коригирани от 405 хил. лв. на 308 хил. лв. или с 97 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2018 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 508 хил. лв. на 481 хил. лв. или със 17 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период. в размер на 9 834 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 6,74% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, 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, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 19 175 MWh (48,43%) на 7 175 MWh (18,12%) или с 12 000 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-05-11 от 04.06.2019 г. от „Топлофикация-ВТ“ АД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

1. Относно извършена корекция на разходите за ремонт

Дружеството посочва следните аргументи срещу направената корекция на разходите за ремонт от 607 хил. лв. на 116 хил. лв.:

- Част от разходите са отнесени към задължителния планов годишен ремонт на 85 000 работни часа на газов двигател - 16V25SG на „Wartsila“. Ремонтът е задължителен според спецификацията на производителя на газовия двигател - „Wartsila Sweden AB“ и е задължителен съгласно инструкцията за експлоатация и поддръжка. В случай на неизпълнение на задължителните планови ремонти е налице предпоставка за възникване на сериозни аварии в отоплителния сезон, което ще доведе до нарушаване топлоподаването и в същото време сериозно ще ощети финансово дружеството. Дружеството отбелязва, че доставката на части с гаранция е възможна само и единствено от „Wartsila“, като срокът на доставка варира в диапазона от 30 до 40 работни дни, което

показва сериозността на една авария. Дружеството е приложило копие на получена оферта от Wartsila Sweden AB на стойност 252 хил. лв.

- планирана е профилактика и текущ ремонт на електрически генератор, която е задължителна съгласно инструкцията на производителя, в т. ч. ревизия на лагерни тела, ревизия на статорни намотки, ревизия на магнитопровод, ревизия на ротор, подмяна на токови и напреженови трансформатори, регулиране на възбудителна система, подмяна на тиристори, почистване на ротор, почистване на охлаждащата система и др. За тази дейност дружеството е приложило оферта на стойност 135 хил. лв.

- Планира се да бъде извършено задължително техническо обслужване на двата броя турбокомпресори тип ABB VTR254-11 с работни параметри 680°C. Техническото обслужване е задължително на 8 000 работни часа, като последното такова е извършено през юли 2018 г., съгласно техническата документация. По отчетни данни за 2018 г. дружеството е имало разходи в размер на 31 хил. лв. за извършване на плановите ремонти по турбокомпресорите.

- Допълнително към посочените разходи следва да се включат и разходи за ремонти на топлопроводи по топлопреносната мрежа на стойност 25 хил. лв. и 5 хил. лв. за ремонт на АС. Дружеството заявява, че предвидените ремонти са минимално необходимите за продължаване на нормалната работа на съоръженията по производство на електрическа и топлинна енергия. Те са задължителни, за да се обезпечи нормалната и безаварийната работа на съоръженията и изпълнението на обществените задължения на дружеството и подобряване на качеството на топлоснабдяването. „Топлофикация-ВТ“ АД заявява, че всяка една корекция на ремонтната програма би довела до настъпването на щети, които могат да причинят спиране на производството на топлинна и електрическа енергия, което ще бъде във вреда на крайните клиенти.

2. Относно извършена корекция на разходите за заплати от 549 хил. лв. на 544 хил. лв.

Дружеството заявява, че общият подход не следва да бъде прилаган по отношение на заплатите и възнагражденията в „Топлофикация-ВТ“ АД, защото те са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“ от 1 846 лв. При такова съществено коригиране на разходите е невъзможно да се достигне средния размер на възнагражденията в отрасъла. Дружеството заявява, че с корекцията на разходите за заплати се намаляват съществено и възможностите да бъдат привлечени нови кадри с експертни познания и добра мотивация за работа. Също така, това се отразява и на възможността дружеството да задържи квалифицираните си работници, защото заплащането е неконкурентно спрямо останалите работодатели в региона. Ограничаването на разходите за заплати и възнаграждения ще доведе неизменно до неконкурентоспособност на пазара на труда, като и в момента дружеството изпитва остър недостиг на работници и служители, което неизменно ще окаже влияние в бъдеще, ако не бъдат предприети спешни действия и не бъдат направени заявените разходи за работна сила.

3. Относно извършена корекция на „други разходи“ от 250 хил. лв. на 0 лв.

В допълнително добавената позиция „други разходи“ са включени разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“, които не са включени в общите разходи. Обръща се внимание, че разходите за вноски във ФСЕС, въведени от 24 юли 2015 г. с промените в ЗЕ са допълнителна финансова тежест за дружеството. Тази сума не се взема предвид при формирането на регулирани цени, съгласно ЗЕ и общия подход, но са реален разход за предприятието, който налага ограничения в инвестиционната дейност и оперативните плащания. Дружеството заявява, че при така утежнените финансови условия е необходимо утвърдените от Комисията цени да не са рестриктивни, а да стимулират комбинираното производство и да обезпечават необходимите приходи, гарантиращи финансовата стабилност на топлофикационното предприятие.

4. Относно извършена корекция на разходите за закупена електрическа енергия от 405 хил. лв. на 308 хил. лв.

Дружеството посочва, че увеличението на разхода за енергия е свързано с инсталирането на нов котел ПТ 10 от 15.01.2018 г. Посочва се, че котелът работи с гориво „биомаса“, като същата се доставя в склад, а подготовката, както и транспортирането на горивото от склада до горивната камера на котела се осъществява чрез система от гуменотранспортни ленти, които се задвижват от електродвигатели. Също така, при работата на котела горивният процес задължително се поддържа от вентилатор за въздух и вентилатор за димни газове с оглед да гарантира разсейването на димните газове от съществуващия комин с височина от 120 m. Биокотел ПТ-10 е скарен тип, при който скарата се задвижва от електрически двигатели. Електрически двигатели също така се използват и за отвеждане на генерираната дънна пепел от котела чрез шнекови устройства. Дружеството заявява, че всички изброени електрически двигатели работят постоянно, без прекъсване по време на работа на котела, като генерират съществени разходи на електрическа енергия. Биокотел ПТ-10 се намира в отделна производствена сграда, като същия произвежда пара с ниски параметри, която се използва само за производство на топлинна енергия и не е част от комбинираното производство.

Също така, е предвидено и увеличаване броя на АС, които консумират електрическа енергия, която е за сметка на дружеството, тъй като те са негова собственост, съгласно чл. 137, ал. 1 от ЗЕ. Относно експлоатацията на топлопреносната мрежа и в зависимост от релефа на гр. Велико Търново, топлопреносната мрежа преодолява денивелация в повече от 100 m. За облекчаване на хидравличния режим на топлопреносната мрежа при нормална работа са в експлоатация две междинни помпени станции. Помпена станция НВУ-Васил Левски се намира на 1,5 km от ТЕЦ, помпена станция „Байкал“ се намира на 4,5 km от ТЕЦ. За обезпечаване на работата на помпените станции се използват помпени групи от 4 бр. помпи, захранени с електрически двигатели, които консумират електрическа енергия, която е за сметка на „Топлофикация-ВТ“ АД.

5. Относно определяне на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 6,74% на 3,57%

Дружеството посочва, че съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. Дружеството е заявило норма на възвръщаемост на привлечения капитал като среднопретеглена съгласно т. 40 от Указания-НВ според договорените лихви и относително тегло на заемите в размер на 7,40%. Дружеството посочва, че не е икономически обосновано Комисията да намалява нормата на възвращаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година, тъй като енергийните предприятия нямат задължение да предоговарят или рефинансират сключените от тях договори за кредити или заеми с банкови или финансови институции всяка година. Включването в цените на норма на възвръщаемост на привлечения капитал под приложимия среднопретеглен за „Топлофикация-ВТ“ АД размер по силата на действащи и обвързващи го договори за кредит би довело до намаляване на неговата възвращаемост, като разликата се покрива за негова сметка. Според дружеството това е в противоречие на предвидения в чл. 31, т. 4 от ЗЕ принцип на регулиране.

6. Относно корекция на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които са намалени от 19 175 MWh на 7 175 MWh

Дружеството заявява, че корекцията е извършена в съответствие с т. 6 от Общия подход и непризнаването на реално генерираните разходи по топлопреноса, не позволява на дружеството да осъществи инвестиционно-ремонтната си програма по отношение на топлопреносната мрежа и да достигне признатите средни разходи по преноса за топлофикационните мрежи в страната. Предвид нивото на амортизация на топлопреносната мрежа и намалената плътност на консуматорите, дружеството експлоатира транзитни участъци с голяма дължина при значителни загуби на енергия от топлообмен с околната среда. Посочва се, че изключването на тези участъци е недопустимо от гледна точка на социалното влияние върху битовия и обществен сектор в града.

7. Искане за включване на допълнителни разходи **за достъп до електропреносната мрежа** в размер на 42 хил. лв. в ценообразуването за електрическа енергия.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за ремонт се приема частично. Допълнително е включена сума за новия ценови период в размер на 58 хил. лв. до достигане на 50% по-висока от отчетената стойност през базисната година. С така определения от Комисията разход дружеството ще бъде в състояние да покрие частично планираните ремонтни дейности в производството - задължителния планов годишен ремонт на 85 000 работни часа на газов двигател - 16V25SG на „Wartsila“ (при съблюдаване на инструкциите на завода-производител). При рязко нарастване на цените за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

2. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за заплати от 549 хил. лв. на 544 хил. лв. не се приема. Корекцията е до нивото на отчетената стойност през 2018 г., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход. Текущото финансово състояние на дружеството и натискът върху цените на енергия от повишените цени на емисиите, не позволяват драстични увеличения на разходите.

3. Възражението на дружеството относно извършената корекция на „други разходи“ от 250 хил. лв. на 0 лв. не се приема. Разходите за фонд „Сигурност на енергийната система“ не се включват в състава на признатите от Комисията разходи за целите на ценовото регулиране, предвид изричната разпоредба на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

4. Възражението на дружеството относно извършена корекция „Разходи за закупена електрическа енергия“ от 405 хил. лв. на 308 хил. лв. се приема частично. Коригирана е отчетената стойност през базисната година с процента на нарастване на произведената енергия.

5. По отношение на извършената корекция на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 6,74% на 3,57% възражението не се приема.

Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира

мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

6. Възражението на дружеството относно извършената корекция на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които са намалени от 19 175 MWh на 7 175 MWh не се приема. С наложената от Комисията по-голяма рестрикция на този показател, цената, в абсолютна стойност, на топлинната енергия с гореща вода е на прага на възможностите за заплащане от страна на клиентите. При по-малка корекция или без нея цената ще предизвика отлив от клиенти и допълнително влошаване на финансовото състояние на дружеството.

7. Искането на дружеството за признаване на допълнителните разходи в размер на 42 хил. лв. за „цена за достъп до електропреносната мрежа за производители“ в размер на 2,10 лв./MWh, без ДДС, не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

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) – 246,45 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 246,45 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 155,96 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 99,41 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 8 179 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 097 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 429 хил. лв. и променливи – 6 668 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 300 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 109 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 32 422 MWh

<u>8. „Топлофикация-Разград“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-16-3 от 01.04.2018 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е приложена информация по т. II.8.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2019 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 241,26 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 98,34 лв./MWh.

Така предложените цени на енергия са изчислени при цена на природен газ в размер на 607,95 лв./knm^3.

Обосновката на „Топлофикация Разград“ ЕАД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., е следната:

Годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2018 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.

2. Разходи за ремонт

Дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 27 хил. лв., разпределени както следва:

- *Отнесени към електрическата енергия – 12 хил. лв.;*
- *Отнесени към топлинната енергия – 13 хил. лв.;*
- *Отнесени към преноса – 2 хил. лв.*

Основен дял от разходите за ремонт заемат извършените през годината ремонтни дейности на Инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/ на обща стойност приблизително 21 хил. лв., разпределени по равно в топлинната и електрическа енергия. Извършените ремонти са свързани с подмяна на цилиндрова втулка на ИКПТЕЕ – 5 хил. лв., монтаж и демонтаж на цилиндрови глави на ИКПТЕЕ, подмяна на уплътнения на цилиндрови глави и проверка за изпускане на изгорели газове – 9 хил. лв., подмяна на радиални лагери на турбокомпресорни агрегати – 7 хил. лв. Допълнително са отчетени други ремонтни дейности на стойност около 2 хил. лв., както и разходи за материали за ремонт на обща стойност 4 хил. лв., 2 хил. лв. от които са свързани с материали за извършване на ремонтни дейности по проблемни участъци от топлопреносната мрежа.

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 116 хил. лв. са разпределени както следва:

- *Отнесени към електрическата енергия – 23 хил. лв.;*
- *Отнесени към топлинната енергия – 46 хил. лв.;*
- *Отнесени към преноса – 47 хил. лв.*

Разходите са планирани на база ремонтните програми на дружеството за 2019 г. и 2020 г. – ***Приложение 1****, както следва:*

- *„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. Работните часове между два профилактични ремонта изтичат този летен сезон.*
- *„Ремонт на камери“ – налични са 6 бр. камери по градската мрежа, които са наводнени и е нужно да бъдат ремонтирани /отводняване, възстановяване на улични настилки, ремонт на опори, уплътнения и т. н./.*
- *„Котли – ревизия и ремонт“ – в експлоатация са 6 бр. пламъчнотръбни котли, чиято профилактика през летния сезон включва почистване на димогарни тръби, отстраняване на течове, ревизия на салници на спирателна и регулираща апаратура, ремонт и почистване на задна камера, профилактика на предпазна и КИП А, ревизия на взривни клапи.*
- *„Филтри – ревизия и ремонт“ – Налични са 4 бр. йонообменни филтъра, на които профилактични ремонти се извършват на всеки 7 500 h експлоатация. Ревизира се дозиращата система – помпи, уплътнения и КИП.*
- *„Ремонт на горивопроводи“ – горивопроводите от резервоарите за резервно гориво до котлите, както и съпътстващата парна линия минават под общински път, където е локализиран пропуск. Отстраняването му налага последващо възстановяване на пътя и съпътстващата инфраструктура, което оскъпява ремонта.*
- *„Ремонт на мрежови помпи“ – налични са две мрежови циркулационни помпи със задължителен профилактичен ремонт на всеки 8 000 работни часа – почистване, пясъкоструене, салникови набивки, клемореди.*
- *„Покривни вентилатори – задължителен профилактичен ремонт на покривните вентилатори е изискване за съоръжения, работещи съвместно с газова инфраструктура“*
- *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” ЕАД има 10 бр. 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.*
- *Ремонт на заземителна и мълниезащитна уредба - поради увеличение на заземителното съпротивление е необходимо добавянето на допълнителни заземители за подобряване на заземителното съпротивление.*
- *Трансформатор 4 kVA 20/10 kV профилактика и ремонт - поради факта, че трансформаторът е монтиран на открито и се наблюдава стареене от външните климатични фактори по материалите е необходима подмяна на кабелни глави на захранващите кабели.*
- *„РУ 20 kV ремонт“ - в разпределителната уредба са монтирани стари 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 – невъзможността за отделяне на парични средства за подмяна на участъци от топлопреносната мрежа 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.*

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите за заплати и възнаграждения са планирани на база отчетените такива за 2018 г. За новия период е предвидено минимално увеличение, дължащо се от една страна на увеличението на минималната работна заплата, считано от 01.01.2019 г., и свързаните с това допълнителни плащания на база договорени основни заплати, от друга – увеличение на работните заплати на ключови длъжности с цел обезпечаване на човешкия ресурс.

4. Начисления за осигурителни вноски и социални разходи

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.

Планирано е увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности спрямо отчетените такива с 16% или 66 хил. лв.

Разходите за горива за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали са планирани на база постигнатите разходи през 2018 г.

Планирано е увеличение на материалите за текущо поддържане, спрямо отчетните такива с приблизително 41 хил. лв., като планът е изготвен на база на отчета, а изменението е в резултат на увеличения брой планирани технически обслужвания на ИКПТЕЕ.

Основен дял от отчетените материали за текущо поддържане за 2018 г. съставляват разходите за материали за извършване на разписаните от производителя на ИКПТЕЕ технически обслужвания на всеки 2 000 работни часа. През 2018 г. са извършени 2 профилактики на обща стойност 34 хил. лв.

Сключеният с производителя договор за профилактична поддръжка на ИКПТЕЕ е изтекъл в края на м. януари 2018 г. В последствие извършването на профилактика на всеки 2 000 работни часа е ангажимент на дружеството. С изтичането на договора за профилактични обслужвания се отчита намаление на разходите за абонаментна поддръжка, като за сметка на това се констатира увеличение на разходите за материали за текущо поддържане.

Основният дял от планираните материали за текущо обслужване (75 хил. лв.) е свързан с предстоящите технически обслужвания, като за новия регулаторен период са предвидени три профилактики/технически обслужвания, както следва:

- *м. август 2019 г. – техническо обслужване на 60 хил. работни часа на приблизителна стойност – 39 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър, филтър за вентилиране на картер, о-пръстени, клапани на предкамерите и др.*
- *м. декември 2019 г. – техническо обслужване на 62 хил. работни часа на приблизителна стойност – 13 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър и др.*
- *м. март 2020 г. – техническо обслужване на 64 хил. работни часа на приблизителна стойност – 23 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър, филтри за вентилиране на картер, о-пръстени 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, данъци и такси, пощенски разходи, абонаментно поддържане, телефони и абонаменти, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, безплатна храна, съдебни разходи и др. –планирани са на база постигнатите разходи през 2018 г. Наеми, служебни карти и пътувания, изпитания на съоръженията, приходи от присъединяване и услуги, приходи от топлоносител не са планирани.

Управление на човешките ресурси – включват разходи за организиране на подбор и набиране на персонал, оценка на потенциала, изготвяне на индивидуални планове за развитие, провеждане на обучения за повишаване квалификацията на служителите, изготвяне на трудови договори, допълнителни споразумения и съответните длъжностни характеристики, изготвяне на справки, декларации и други документи за подаване пред НСИ, Инспекция по Труда, РИОКОЗ, провеждане на тръжни процедури свързани със здравно осигуряване, животозастраховане и други, управление условията на труд – осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, медицинско обслужване, ежегодни профилактични прегледи. Планирани са на база годишните разходи за 2018 г.

Други външни услуги – планирани са на база постигнатите разходи през 2018 г., като допълнително е планирано увеличение с 25 хил. лв. в частта на производството, дължащо се на планирано почистване на мазутните резервоари с цел отстраняване на възникнали проблеми по системата за подгряване на мазут.

II. Променливи разходи

1. Разходи за материали

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и за производство на топлинна енергия са формирани се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство и за производството на топлинна на енергия. Цената на природния газ е в размер на 607,95 лв./knm^3 и включва цена за природен газ в размер на 473,67 лв./knm^3, цена за пренос 4,22 лв./knm^3, цена за достъп до газопреносната мрежа 24,42 лв./knm^3, цена за разпределение на природен газ в размер на 99,05 лв./knm^3 и цена за снабдяване с природен газ в размер на 6,59 лв./knm^3 (Решение на КЕВР № Ц-16/17.08.2017 г.). Цените са преизчислени в лв./knm^3 чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,573 kW/m^3 (Решение на КЕВР № Ц-19/28.12.2018 г.).

1.2. Разходи за вода - на база годишните разходи за 2018 г.

1.3. Разходи за закупена енергия – планирано е увеличение с общо 8,6%, с по 3 хил. лв. в производството и преноса.

Увеличението на разхода за закупена електрическа енергия в производството е свързано с наличието на по-голям брой часове престой на ИКПТЕЕ по време на планираните три броя технически обслужвания, две от които попадат в отоплителен сезон 2019 – 2020 г. В този период дружеството няма да може да разчита на произвежданата от него електрическа енергия и ще трябва да закупи такава за да гарантира работния процес.

Увеличението на разходите за закупена електрическа енергия в преноса се свързва основно с повишаването на цените на електрическата енергия.

1.4. Консумативи (химикали, реагенти) – включени са разходи за химикали, реагенти за обработка на циркулиращата вода по топлопреносната мрежа и централата. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по участъците от топлопреносната мрежа и същевременно намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане. Планирани са на база постигнатите разходи през 2018 г., като същевременно е планирано минимално 5% 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) – планирани са като произведение от количеството емисии на парникови газове, необходимо за закупуване (с приспаднат брой безплатни квоти) и тяхната борсова цена.

За целите на годишното приключване, предвид факта, че квотите за емисии на парникови газове за 2019 г. са закупени през периода м. февруари – м. март 2019 г. с протокол е начислена сума в размер 374 хил. лв. (8 000 бр. квоти по цена, действаща в момента на начисляване – 23,9 Евро/t).

Реално разходите за закупените квоти са на обща стойност 320 462,74 лв.

При отчитане и планиране на разходите не са взети предвид разходите съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ, като общият размер на непризнатите за целите на ценообразуването разходи е в размер на 1 076 хил. лв., включващи разходи за обезценка на финансови активи – 332 хил. лв., разходи за обезценка на нефинансови активи – 29 хил. лв., разходи за неустойки – 302 хил. лв., разходите за отписване на вземания – 115 хил. лв., разходи за дялово разпределение – 95 хил. лв., необлагаеми социални разходи – 38 хил. лв., разходи съгласно чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, представляващи ежемесечните вноски към Фонд „Сигурност на електроенергийната система - 133 хил. лв. и др.

Допълнително дружеството отчита инвестиции в размер на 40 хил. лв., разпределени 38 хил. лв. в преноса и 2 хил. лв. в производството. Основният дял на отчетените инвестиционни разходи в преноса са свързани с подмяна на три броя АС на приблизителна стойност 29 хил. лв. Допълнително е отчетено и подобрение на използвания софтуер за събиране на вземания в размер на 9 хил. лв.

За новия регулаторен период са планирани разходи за инвестиции в размер на 404 хил. лв., разпределени 266 хил. лв. в производството и 138 хил. лв. в преноса, съобразени с инвестиционната програма за 2019 г. – ***Приложение 2.***

Дейността на „Топлофикация Разград“ ЕАД не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 4,58% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са със 2,33% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са с 8,33% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 23,95% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018– 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 9,43%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 584,75%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -18 753,12% 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 е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните и променливи разходи при спад на продажбите на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -64 931,80%, и се дължи на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като отчета включва всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Съществен момент за „Топлофикация Разград“ ЕАД е ниския дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 43,03 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупените по-големи количества CO_2 квоти спрямо заложените в утвърдените цени.

<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 62 хил. лв. на 47 хил. лв. или с 15 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 116 хил. лв. на 27 хил. лв. или с 89 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 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 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 106 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 27 хил. лв., съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 81 хил. лв. на 40 хил. лв., или с 41 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2018 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 външни услуги“ е коригирана от 70 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 емисии CO_2 са коригирани от 430 хил. лв. на 458 хил. лв. или с 28 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период. в размер на 9 367 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 5,57% на 3,57% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ 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, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писма с вх. № Е-14-16-6 от 04.06.2019 г. и от 07.06.2019 г. от „Топлофикация Разград" ЕАД са постъпили следните възражения във връзка с Доклада и проекта на решение за цени на енергия:

1. Относно извършени корекции на разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия от 62 хил. лв. на 47 хил. лв. с амортизационна норма 35 г.

Срокът на годност на амортизируемите активи е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. В тази връзка дружеството смята, че следва да му бъдат признати планираните разходи за амортизация.

2. Разходите за ремонт са коригирани от 116 хил. лв. на 27 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г.

Дружеството счита, че е представило подробна обосновка за разходите по ремонтната програма, като отново представя обосновката, като приложение към възражението.

С цел гарантиране на безаварийна работа на ключови производствени съоръжения, както и необходимостта от поддръжка на разпределителната мрежа дружеството счита, че е необходимо изпълнението на ремонтната програма да бъде утвърдена в първоначалния ѝ вид.

Като пример се посочва, че след почистване на резервоарите на резервно гориво, планирано като разход за външни услуги, е нужна рехабилитацията му, както и ремонт на горивопровода. От своя страна ремонтът на горивопровода е с най-висока стойност в настоящата ремонтна програма.

Дружеството обосновава разликата между планираните в ремонтната програма разходи за 2018 г. на стойност 106 хил. лв. и отчетените в размер на 27 хил. лв. с липсата на финансов ресурс, който е възприет като функция от определените цени за настоящия регулаторен период. Останалите неизпълнени ремонти, предвидени за 2018 г., са прехвърлени в ремонтните програми за 2019 - 2020 г., като необходимостта от изпълнението им е належаща.

Според дружеството, при определянето на цените за новия регулаторен период, ако не бъдат включени предвидените разходи за ремонт, това ще доведе до неизпълнение на настоящата ремонтна програма, което ще увеличи риска от прекъсвания през отоплителния сезон.

3. Корекция на разходите за материали за текущо поддържане от 81 хил. лв. на 40 хил. лв.

Дружеството счита, че в обосновката за образуване на разходите за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. подробно е разписало планираните разходи за материали за текущо поддържане, както следва:

Планирано е увеличение на материалите за текущо поддържане, спрямо отчетните такива с приблизително 41 хил. лв., като планът е изготвен на база на отчета, а изменението е в резултат на увеличения брой планирани технически обслужвания на инсталацията за комбинирани производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ).

Основен дял от отчетените материали за текущо поддържане за 2018 г. съставляват разходите за материали за извършване на разписаните от производителя на ИКПТЕЕ технически обслужвания на всеки 2 000 работни часа. Като през 2018 г. са извършени две профилактики на обща стойност 34 хил. лв.

Сключеният с производителя договор за профилактична поддръжка на ИКПТЕЕ е изтекъл в края на м. януари 2018 г. В последствие извършването на профилактика на

всеки
2 000 работни часа става ангажимент на дружеството. Като след изтичането на договора за профилактични обслужвания се отчита намаление на разходите за абонаментна поддръжка, като за сметка на това се констатира увеличение на разходите за материали за текущо поддържане.

Основен дял от планираните материали за текущо обслужване 75 хил. лв. са свързани с предстоящите технически обслужвания, като за новия регулаторен период са предвидени три профилактики (технически обслужвания), както следва:

- м. август 2019 г. - техническо обслужване на 60 хил. работни часа на приблизителна стойност - 39 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър, филтър за вентилиране на картер, о-пръстени, клапани на предкамерите и др.

- м. декември 2019 г. - техническо обслужване на 62 хил. работни часа на приблизителна стойност - 13 хил. лв., включващи подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър и др.

- м. март 2020 г. - техническо обслужване на 64 хил. работни часа на приблизителна стойност - 23 хил. лв., включващи подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър, филтри за вентилиране на картер, о-пръстени 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. Дружеството счита, че това налага същите да бъдат отчетени като материали за текущо обслужване - без инвестиционен характер.

Планираното увеличение се дължи единствено на разходите за материали за профилактична поддръжка, като от отчетените разходи за 2018 г. са извадени тези за материали за извършване на задължителните профилактични обслужвания и са планирани нови такива, съобразно броя и вида на мероприятията за разглеждания период.

Дружеството отбелязва, че след приключване на договора за профилактична поддръжка на ИКПТЕЕ в началото на 2018 г. се отчита намаление на разходите за абонаментно поддържане, като за сметка на това се увеличават разходите за материали за текущо поддържане.

4. Корекция на разходите в позиция „други външни услуги“ от 70 хил. лв. на 0 лв.

Планирани са от дружеството „други външни услуги“ в размер на отчетените такива, като се предвижда увеличение на разходите в производството с 25 хил. лв., дължащо се на планирано почистване на мазутните резервоари с цел отстраняване на възникнали проблеми по системата за подгряване на мазут. В отчетените 45 хил. лв. са включени присъщи за дейността разходи, които не са намерили място в ценообразуващия модел. Това са разходи за изготвяне на метеорологични справки, разходи, свързани с избор на изпълнител и/или доставчик на стоки и услуги, провеждане на тръжни процедури и процедури по Закона за обществените поръчки, разходи за медийно обслужване, включващи изготвяне на прессъобщения и организиране на публикуването им в национален и местен печат, извършване на мониторинг на публикации, организиране и провеждане кампании за привличане на клиенти, разходи, свързани с прилагане на дейността и спазване на изискванията по Регламент (ЕС) 2016/679 на Европейския парламент и на Съвета от 27 април 2016 г. относно защитата на физическите лица във връзка с обработването на лични данни и относно свободното движение на такива данни и др.

Дружеството настоява същите да бъдат включени до размера на отчетените такива за 2018 г.

5. Намаление на необходимите количества емисии на CO_2

Дружеството планира общото количество квоти за емисии на парникови газове за разгледания период да е в размер на 12 500 t CO_2, като очакваното количество квоти за

закупуване след приспадане на очакваните безплатни такива е в размер на 10 000 t CO_2.

При прилагане на т. 13 от общия подход преизчисляването на количества емисии на парникови газове, необходими за закупуване за новия регулаторен период са изчислени, както следва:

- очаквано дължимо количество квоти - 12 500 t CO_2
- очаквани безплатни квоти:
- за 2019 г. - по чл.10а са 2 524 t CO_2, по чл.10в са 958 t CO_2
- за 2020 г. - по чл. 10а са 1 999 t CO_2,

За регулаторния период общият брой безплатни квоти за 2019 г. и 2020 г. се разделят на половина или 5 481 t CO_2/2 = 2 740,5 t CO_2.

След приспадане на безплатните квоти от общото очаквано количество квоти, необходимите такива за закупуване според дружеството следва да са в размер на 9 759,5 t CO_2 или 392,5 t CO_2 повече от признатите. Като тази разлика при призната цена от 25 евро/t CO_2 след калкулация би означавала признаване на допълнителни разходи за емисии в размер на 19 хил. лв.

Дружеството предлага количествата квоти на парникови газове, необходими за закупуване през регулаторния период, да се коригират от 9 367 t CO_2 на 9 759,5 t CO_2. Като за предходния регулаторен период признатите разходи за емисии на парникови газове са в размер на 149 хил. лв., а реално отчетеният разход за закупуване на емисии за 2018 г. е в размер на приблизително 320 хил. лв.

6. Намаление на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 5,57% на 3,57%

Посоченият лихвен процент 3,57% на БНБ е към 31.12.2018 г., докато сключените от „Топлофикация – Разград“ АД договори за кредит са от 2009 г. и 2013 г., когато лихвите са били съответно 9,32% и 8,93% (Източник: БНБ). В допълнение на лихвения процент по кредитите, стандартно има такси и комисиони, съпътстващи одобрението и обслужването им, които увеличават себестойността му. Заложената в ценовия модел норма на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с договорите за кредити на дружеството, като копия от тези договори са предоставени към заявлението за цени.

Съгласно решение № 2067/26.03.2019 г. на Административния съд - София град: *„Поставянето на целева норма на възвращаемост би било стимул регулираните предприятия да се стремят да договарят цена на заемния капитал не по-висока от текущите пазарни нива, но само ако се поставя на база на статистически данни към момента на сключване на договорите за кредитиране.“*

Дружеството апелира да бъдат преразгледани извършените корекции и да бъдат отразени реалните лихвени равнища, съгласно предоставените договори за кредит.

7. Разходи за достъп и/или пренос, които се дължат от производителите на електрическа енергия

В Доклада не са включени разходите за достъп до електропреносната мрежа на „Топлофикация – Разград“ АД. Тъй като тези разходи са присъщи за дейността на топлофикационните дружества, следва да бъдат включени като ценообразуващ елемент за новия регулаторен период 01.07.2019 - 30.06.2020 г. на дружеството.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 62 хил. лв. на 47 хил. лв. или с 15 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. Процесът на регулиране изисква, освен точно и обективно отразяване в цените на необходимите и доказани от дружеството разходи, така и осигуряване баланс на интересите на дружеството и крайните клиенти на енергията. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни

разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. При рязко нарастване на цените за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

2. Възражението относно корекцията на разходите за ремонт от 116 хил. лв. на 27 хил. лв. или с 89 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. не се приема. Запазването на стойността на нивото на 2018 г. е 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 2018 г. и значително неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период. В постъпилото възражение също не са представени убедителни доказателства за увеличение на разходите за ремонт.

3. Възражението относно корекцията на разходите за материали за текущо поддържане от 81 хил. лв. на 40 хил. лв., или с 41 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2018 г. не се приема. Запазването на стойността на нивото на 2018 г. е поради липса на мотивирана обосновка за необходимостта от драстичното повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход.

4 Възражението относно корекцията на допълнително добавената разходна позиция „други външни услуги“ от 70 хил. лв. на 0 лв. не се приема. При преструктуриране на определени дейности основната цел е оптимизация на дейностите и намаляване на разходите. Корекцията е мотивирана от липсата 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.

5. Разходите за емисии CO_2 са коригирани от 430 хил. лв. на 458 хил. лв. или с 28 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период. в размер на 9 367 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показатели на основно гориво (природен газ) - средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление и количеството гориво за прогнозния период 1.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено количеството отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор за природен газ - 55,63 t CO_2/TJ
2. Долна топлина на изгаряне - 34,38 GJ/t
3. Коефициент на окисление - 100%
4. Емитирани CO_2 – 12 240 t

Изчисленото прогнозно количество гориво за новия ценови период е природен газ - 6 400,00 knm^3.

Безплатни квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) - 0 t CO_2 (2019+2020)/2.

Предвидени квоти срещу инвестиции по чл. 10в от НПИ за 2017 г. - 2873 t CO_2

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 9 367 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Разходи за емисии CO_2: 9 367 t X 48,9 = 458,05 хил. лв.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 5,57% на 3,57% не се приема.

Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

7. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп и/или пренос не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

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) – 224,85 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 224,85 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 134,36 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 90,91 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 5 963 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 860 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 295 хил. лв. и променливи – 4 565 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 896 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 760 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 26 620 MWh

9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД" ЕООД, гр. Пловдив

С писмо вх. № Е-14-56-2 от 08.05.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.5, т. II.2 и т. II.4 от писмото, одитиран ГФО за 2018 г. и отчетна информация за 2018 г. с приложени справки по ЕССО.

Дружеството предлага за утвърждаване цена за енергия - 43,70 лв., без ДДС, като не е посочено за кой вид енергия се отнася.

Съгласно данните в представения ценови модел изчислените цени на енергия, без ДДС, са следните:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 333,50 лв./MWh; в т. ч. добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 43,70 лв./MWh;

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 395,00 лв./knm^3.

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 152,73% по-ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 23,20% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), вследствие на ръста на разходите за разходите за заплати и възнаграждения с 40,00% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 46,15%.

Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през следващия регулаторен период.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 70 хил. лв. на 66 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 60 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 40 хил. лв. на 30 хил. лв., или с 10 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2018 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 7,93% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 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 912 MWh (36,54%), или с 200 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

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) – 327,60 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 327,60 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 91,08 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 958 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 921 хил. лв., от които условно-постоянни – 517 хил. лв. и променливи –
    404 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 965 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,58%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 879 MWh

  Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 584 MWh

<u>10. „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“</u>

С писмо с вх. № Е-15-57-11 от 29.03.2019 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 представено отчетна информация по т. II. 6.

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

- преференциална цена на електрическата енергия – 311,71 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136,85 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 651,41 лв./knm^3 (без ДДС), при калоричност 8 197 kcal/knm^3.

Обосновката на „Овергаз мрежи“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е следната:

Годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2018 г., и прогнозните основни параметри на регулираната дейност: 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 като разходи

за производство на топлинна и електрическа енергия и разходи за пренос на топлинна енергия.

Условно постоянни разходи

1. Разходи за амортизации

Срокът на годност на амортизуемите 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.

2. Разходи за ремонт

Планирани са съгласно техническите изискванията за ремонт на ко-генераторната инсталация и реализираните разходи на дружеството за ремонт през 2018 г.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Включват разходите за заплати на персонала, зает в съответната дейност - планирани са на база постигнатите разходи през 2018 г.

4. Начисления, свързани с т. 3 по действащото законодателство

Включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са планирани на база годишните разходи за 2018 г., реализирани от дружеството за: канцеларски материали; материали за текущо поддържане; застраховки – включват застраховки на имущество и персонал; данъци и такси; пощенски разходи, телефони и абонаменти;абонаментно поддържане; наеми; проверка на уреди; информационното обслужване включва разходи за ползване и поддръжка на компютри, интернет, софтуер за издаване на фактури и експорт на финансови документи за разпределените количества топлинна енергия в система САП; обучение.

Дружеството не планира реализирането на разходи в следните направления: горива за автотранспорт; работно облекло; въоръжена и противопожарна охрана; 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; такса за събрано инкасо; разходи, свързани с нерегулираната дейност; приходи от присъединяване и услуги; приходи от топлоносител.

Променливи разходи

Разходи за материали

1. Разходите за гориво, необходимо на комбинирано производство на електрическа енергия, са формирани на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство. Цената на природния газ е в размер на 651,41 лв./knm^3 и включва цена за природен газ в размер на 473,67 лв./knm^3, цена за пренос 4,22 лв./knm^3, цена за достъп до газопреносната мрежа 24,42 лв./knm^3, цена за разпределение на природен газ в размер на 140,58 лв./knm^{3}и цена за снабдяване с природен газ в размер на 8,52 лв./knm^3 (Решение № Ц-16 от 17.08.2017 г. на КЕВР). Цените са преизчислени чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,573 kW/m^3 (Решение на КЕВР № Ц-1 от 28.12.2018 г.).

2. Разходите за гориво за производство на топлинна енергия са формирани на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на топлоенергия.

3. Разходи за вода, консумативи (химикали, реагенти), разходи за външни услуги; акциз на въглищата за производство на топлинна енергия и разходи за емисии парникови газове (CO_2) не са планирани от дружеството.

Разходите за закупена енергия се формират на база постигнатите разходи за 2018 г.

Акцизът на природния газ се формира на база необходимото количество природен

газ и акцизната ставка върху природния газ.

Дружеството заявява, че дейността на ЛОЦ „Овча купел“ не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

С писмо с вх. № Е-15-57-16 от 02.05.2019 г. дружеството е представило допълнителна информация относно количествата електрическа енергия за собствени нужди.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 26,33% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски със 13,94% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 25,39% по-ниски, а за топлинна енергия с гореща вода са с 32,29% по- ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 1,14% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 18,67%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 14,46% и разходите за амортизации с 13,75%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

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

НВск по отчет за ценовия период е -6,76% 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, 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 -2,12%, намалена спрямо утвърдената, вследствие на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия при ръст на условно-постоянните разходи.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 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 № 4 „ТИП в производството” са извършени следните корекции:

- разходът на основно гориво - природен газ, в централата е коригиран с 10 knm^3 до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до средните стойности за ефективност през 2018 г. при издаване на сертификатите за произход, в съответствие с т. 5 от общия подход;

- електрическа енергия за собствени нужди е коригирана от 109 MWh (9,54%) на 59 MWh (5,17%) при отчитане на реалните стойности на разхода и недопускане използването на електрическа енергия за собствено потребление като присъщи за инсталацията собствени нужди.

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) – 309,95 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 309,95 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 123,41 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 527 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 474 хил. лв., от които условно-постоянни – 213 хил. лв. и променливи 261 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 688 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 078 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 565 MWh

<u>11. „Топлофикация Русе" ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-09-5 от 02.04.2019 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 01.07.2019 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 261,38 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 131,27 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 122,56 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 540,53 лв./knm^3 при калоричност 8 119 kcal/knm^3;
- цена на въглища – 279,00 лв./t при калоричност 5 397 kcal/kg;
- цена на мазут – 779,54 лв./t при калоричност 9 709 kcal/kg;
- цена на биогориво – 103,00 лв./t при калоричност 3 747 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на предложените за изменение цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., както следва:

<u>Производствени показатели</u>

<u>Електрическа и топлинна енергия</u>

Съгласно изискванията на КЕВР към заявлението са приложени данни за 2018 г., а така също и за текущия ценови период 01.07.2018 г. ÷ 30.06.2019 г. Като базова година при планиране на цените от 01.07.2019 г. са използвани данните от 2018 г., като са актуализирани, както следва:

1/ Увеличени са планираните продажби на пара във връзка със заявки за по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите.

2/ Планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода са запазени на нивото на отчетените през 2018 г.

3/ Увеличено е количеството високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия в съответствие с увеличеното производство на топлинна енетргия с топлоносител пара със средни параметри.

4/ Прогнозирано е производство и на некомбинирана електрическа енергия, тъй като в определени периоди топлинните товари може да са недостатъчни за пълно покриване на критериите за високоефективно комбинирано производство.

5/ 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 2018 г. Променен е горивният микс в новия ценови период, поради ограниченията при експлоатацията на горивните инсталации.

Котел № 5 е в основен ремонт. Големият обем на планираните мероприятия включва, както подмяна на износени и негодни за ползване елементи, така и дейности с екологична насоченост. Не се очаква котелът да бъде въведен в работа преди 30.06.2020 г. При тези обстоятелства през новия ценови период от 01.01.2019 г. единствените енергийни парогенератори, които могат да се експлоатират при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са котел № 7 и котел № 8. С писмо с вх. №АО-4886-(4)/08.01.2019 г. „Топлофикация Русе" ЕАД е заявило в РИОСВ - Русе намеренията си за преустройство на котел № 8 за работа с основно гориво природен газ, което ще даде възможност да се спазват пределно допустимите концентрации на вредни вещества в атмосферния въздух, а така също и да не се надхвърлят годишните тавани за емисии, утвърдени за дружеството в Преходния национален план на Р. България. Дружеството има разрешение от МОСВ за експлоатацията на съоръжението с основно гориво природен газ. Прогнозното количеството на природен газ за котел № 8 през новия ценови период е изчислено на база данни за работата на котела през 2018 г. Поради очакваните подобни режими на работа на централата от 01.07.2019 г. за котел № 8 е определено еквивалентно количество природен газ в енергийно изражение, както използваното през 2018 г. гориво за това съоръжение. Другият енергиен парогенератор, който ще се използва през новия ценови период - котел № 7, ще продължи да изгаря вносни въглища със строги изисквания към качествените показатели, гарантиращи както надеждната работа на съоръжението, така и ниски нива на емисии. Природен газ в него ще се използва като спомагателно гориво - за постигане на стабилно горене, необходимите параметри на парата и нормите за допустими емисии.

6/ За новия ценови период от 01.07.2019 г. е планирано увеличение на количеството на отделените въглеродни емисии във връзка с увеличеното производство. Количеството въглеродните квоти, които ще бъдат закупени през новия ценови период, ще е по-голямо от тези за базовия период по следните 2 причини:

- Нарастване на общия обем на отделените емисии във връзка с увеличаване на производството, съответно изгаряне на по-голямо количество гориво през новия период;

- По-малки количества на безплатно разпределяните квоти по чл. 10а и 10в от Директива 2009/29/ЕО.

Дружеството настоява при определяне на преференциалната цена за периода от 01.07.2018 до 30.06.2019 г. КЕВР да отрази, както увеличеното количество квоти за емисии, което следва да бъде закупено през новия ценови период, а така също и увеличението на цените на тези квоти.

<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 01.03.2019 г. - 30.06.2019 г.: 49150 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 6,15 лв./t;

2. През новия ценови период: 58 500 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 6,15 лв./t;

3. Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.2020 - 30.06.2020 год.: 61 500 t по доставна цена 156,50 USD/t ***с включени транспортни разходи до пристанище Русе****, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение - 6,15 лв./t.*

4. По отношение на качеството на основното гориво:

„Топлофикация Русе“ ЕАД е централа със специфика на производствените мощности, като основното гориво за производството на електрическа и топлинна енергия е въглища с характеристики, които не са налични като залежи в страната. Изискванията към въглищата са заложени в комплексното разрешително – поставени са условия за използване на твърдо гориво със съдържание на сяра под 0,4% и летливи вещества под 10%. За осъществяване на производствената дейност спрямо дружеството са заложени и сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Освен това, съгласно Преходния национален план на Р. България, в който е включено дружеството, разрешените общи количества прах, азотни и серни оксиди, които се отделят при работа на горивните инсталации, намаляват ежегодно. 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 272,85 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:

272,85 лв./t + 6,15 лв./t =279,00лв./t, където

6,15 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 1,74347 лв./USD.

II. Цена на природния газ: *за целия разглеждан период е приложена цена в размер на 540,53 лв./knm^3, съгласно Приложение № 5.*

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 779,56 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 01.01.2019 г.

2. Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2018 г. с 5%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството 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 2018 г. е в размер на 1 848 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 възвръщаемост на собствения капитал в размер, утвърден от КВЕР за предходния ценови период.

V. В резултат на извършените изчисления по Справки от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2019-2020 г.), са прогнозирани необходимите приходи от дейността в размер на ***101 823*** *хил. лв.*

С писмо с вх. № Е-14-09-5 от 02.05.2019 г. дружеството е допълнително е представило договор за доставка на природен газ и отчетни справки за 2018 г. по ЕССО.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 8,97% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и със 64,20% 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 занижени със 39,72%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 26,33% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за разходи за заплати и възнаграждения с 13,59% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 133,96%. Дружеството предвижда през следващия

регулаторен период повишение на общата стойност на инвестиционните разходи с 10,21%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -10,37% 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, е отрицателна величина, която се дължи на значителен ръст на условно-постоянните с 16% и променливите разходи с 4%, при условия на ръст на приходите от продажби на некомбинирана електрическа енергия с 18,7% и на топлинната енергия с топлоносител водна пара със 72% при спад на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите, представени в ОПР е положителна в размер на 4,26%, вследствие на по-високите приходи от продажби, спрямо утвърдените от Комисията.

Извършеният анализ показва, че завишението на условно-постоянните разходи спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 48,92 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупените по-големи количества CO_2 квоти, спрямо заложените в утвърдените цени.

<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 971 хил. лв. на 612 хил. лв. или с 359 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 3 542 хил. лв. на 2 106 хил. лв. или с 1 436 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 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 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 3 542 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 2 106 хил. лв., съгласно представените данни в Приложение №3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи по нормативни актове" е коригирана от 2 289 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 289 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 12 035 хил. лв. на 4 623 хил. лв. или със
7 412 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 94 598 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 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 пропорционално на отчетените количества горива през базисната година в съответствие с променената производствена програма за новия ценови период;
- 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 400 MW, като инсталираната електрическа мощност в топлофикационната част е 180 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-09-7 от 04.06.2019 г. от „Топлофикация Русе" ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

1. Относно извършена корекция на разходите за ремонт

Дружеството посочва, че към заявлението е представена подробна информация за необходимите ремонтни дейности през предстоящия регулаторен период. Намалението на разходите за ремонт е в противоречие с извода в Доклада, че дружеството разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите задължения, в което число са и разходите за извършването на планираните неотложни потребности от ремонт на съоръженията.

Ако планираните дейности в ремонтната програма на дружеството не бъдат изпълнени и през настоящата година, това ще доведе до възникване на аварии и увеличаване на разходите за спомагателни горива и балансираща енергия. Дружеството претендира за включване в цените за новия ценови период на заявените разходи за ремонти в размер на 3 542 хил. лв.

2. Относно извършена корекция на разходите за горива

Дружеството не е съгласно с направената корекция на количеството природен газ в посока на намаление, като посочва, че прогнозните количества природен газ в заявлението са обосновани с ограниченията при експлоатацията на горивните инсталации. Котел № 5 е в основен ремонт, като не се очаква котелът да бъде въведен в работа преди 30.06.2020 г. Ремонтът включва голям обем от дейности, както подмяна на износени и негодни за ползване елементи, така и дейности с екологична насоченост. Предвид изложените обстоятелства, през новия ценови период от 01.07.2019 г. единствените енергийни парогенератори, които могат да се експлоатират при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, са котел № 7 и котел № 8. Дружеството заявява, че работата само на единия парогенератор не е достатъчна да обезпечи производството на електрическа и топлинна енергия. Съобразявайки ситуацията и предвид необходимостта от спазване на емисионните ограничения в Преходния национален план на Р. България „Топлофикация Русе" ЕАД предвижда работа с природен газ на котел № 8. Както е посочено в обосновката към заявлението на дружеството от 01.04.2019 г., в РИОСВ - Русе са представени документи за преустройство на котел № 8 за работа с основно гориво - природен газ. С оглед изложеното в тази част, дружеството моли да бъдат съобразени заявените количества горива.

3. Относно извършена корекция на разходите за емисии CO_2 от 12 035 хил. лв. на
4 623 хил. лв.

Дружеството е представило съпоставка между заявените от него и изчислените от КЕВР CO_2 квоти.

„Топлофикация Русе" ЕАД заявява, че в Доклада е направена необоснована

корекция на горивния микс, което от своя страна оказва влияние върху общия брой на емисиите, съответно и на броя на квоти за закупуване от дружеството през следващия ценови период. Освен това неправилно са изчислени безплатните квоти, на които дружеството има право за разглеждания период. Дружеството посочва, че дори при направените промени в Доклада на горивния микс, квотите за закупуване, изчислени съгласно т. 13 от общия подход са 184 600 t квоти CO_2. Вместо това в Доклада са посочени разходи за 94 548 t – 4 623 хил. лв.

„Топлофикация Русе“ ЕАД счита за необосновано изменението на заявените от дружеството квоти за емисии, като в резултат на това намаление за новия ценови период в Доклада са заложени разходи за закупуване на емисии със 7 412 хил. лв. по-малко от реално необходимите за производствената дейност на централата. С оглед на изложеното в тази част, дружеството предлага да бъдат признати разходи за закупуване на емисии на парникови газове в размер на 12 772 хил. лв.

4. Относно извършена корекция на нормата на възвръщаемост на капитала от 7,24% на 7,00%

„Топлофикация Русе“ ЕАД заявява, че не е съгласно с посочените стойности в таблица „Анализ на възвращаемостта на собствения капитал“ от Доклада, тъй като е налице съществено отклонение от подадените данни в заявлението. Дружеството посочва следните аргументи:

- в Справка № 3 „*Норма на възвръщаемост*“ в ценовия модел, подадена от дружеството, в ред „Кредити“ не е посочена стойност, защото към 31.12.2018 г. договорът за финансов лизинг е приключен, а съгласно Доклада, в таблица „Анализ на възвращаемостта на собствения капитал“, са посочени 13 хил. лв.

- посочена е стойност по договор за кредит в размер на 13 000 хил. лв., а съгласно Доклада, в таблицата са посочени по договор за кредит – 18 000 хил. лв.

В резултат на това изчислената норма на възвръщаемост в Доклада е 7%, а изчислената от „Топлофикация Русе“ ЕАД е 7,24%. Дружеството е поискало да бъде взета предвид заявената норма на възвръщаемост.

5. Относно начина на определяне на средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 3,91% на 3,57%.

Дружеството изразява несъгласие с приравняването ѝ към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2018 г. по данни на БНБ. Дружеството счита, че данните на БНБ са обобщени средно претеглени за целия пазар и не отразяват данните за привлечения капитал в дружествата в сектор енергетика. В противоречие на т. 40 от Указания-НВ, Комисията не е взела под внимание статистическите данни за периода (месец, година) за получаване на кредита и изчислената от дружеството норма на привлечения капитал. Дружеството настоява нормата на възвръщаемост на привлечения капитал да бъде съобразно размера в подаденото заявление.

6. Във връзка с възникването на нови разходи, свързани с цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 2,10 лв./MWh, без ДДС, дружеството желае да бъдат взети под внимание допълнителните разходи в размер на 530 хил. лв., съответстващи на прогнозното нетно количество електрическа енергия от 252 302 MWh. Дружеството счита, че тези разходи следва да бъдат включени при утвърждаване на индивидуалните разходи за единица енергия, съответно и на премията по чл. 33а от ЗЕ.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за ремонт се приема частично. Включена е допълнително стойност в размер на 1 000 хил. лв. за новия ценови период, която е с 47% по-висока от отчетената стойност през базисната година. С така определения от Комисията разход дружеството ще бъде в състояние да покрие планираните ремонтни дейности в производството.

2. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за горива не се приема. Корекцията на отделните количества горива в горивния микс

пропорционално на отчетените количества горива през базисната година в съответствие с променената производствена програма за новия ценови период е обусловена от отчетения микс от отделните горива през базисната година, а именно - увеличение на биогоривото в микса и запазване на въглищата като основно гориво. Рязкото увеличение на природния газ в микса от горива не е обосновано от изложените от дружеството аргументи, свързани с предстоящите ремонти на въглищните котли.

3. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за CO_2 емисии от 12 035 хил. лв. на 4 623 хил. лв. се приема частично.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 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 1.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор (tCO_2/TJ): за въглища - 88,74; природен газ – 55,64; мазут - 77,4

2. Долна топлина на изгаряне (GJ/t): въглища – 22,34190, природен газ – 34,5; мазут - 40,0

3. Коефициент на окисление: за въглища – 94,55%, природен газ и мазут – 100%

4. Емитирани CO_2 – 250 317 t (248 305 + 1 823 +189)

Въз основа на отчетените количества електрическа енергия за 2018 г. и прогнозните количества за новия ценови период е изчислен коефициент, с който се определят прогнозните количества горива спрямо отчетените такива за 2018 г.

1,02572 = 313 053 MWh / 305 204 MWh

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са:

въглища – 132 460 t, природен газ – 950 knm^3 и мазут - 61 t

Безплатни квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) - 44 684 t CO_2 (2019+2020)/2.

Предвидени квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната директива за 2019 г./2 - 40 962 t CO_2

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 164 671 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 164 671 t X 48,9 = 8 052 хил. лв.

4. Възражението на дружеството относно извършена корекция на „Норма на възвръщаемост на капитала“ от 7,24% на 7,00% не се приема. Комисията не е коригирала нормата на собствения капитал.

5. По отношение на начина на определяне на норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 3,91% на 3,57% възражението не се приема.

Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в

съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

6. Искането на дружеството за признаване на допълнителни разходи в размер на 530 хил. лв. за *„цена за достъп до електропреносната мрежа за производители“* в размер на 2,10 лв./MWh, без ДДС не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

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) – 204,77 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 204,77 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 114,28 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,91 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 132,92 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 78 590 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 75 674 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 650 хил. лв. и променливи – 58 024 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 40 609 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,18%
- Електрическа енергия – 252 302 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 233 000 MWh
  - от некомбинирано производство – 19 302 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 43 638 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 276 006 MWh

12. „Топлофикация Перник" АД

С писма с вх. № Е-14-03-6 от 29.03.2019 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.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 – 243,63 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 94,29 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 41,33 лв./MWh.

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

- цена на въглища – 70,38 лв./t нг при калоричност 2 036 kcal/kg;
- цена на природен газ – 536,55 лв./knm^3 при калоричност 8 200 kcal/knm^3;
- цена на биомаса – 32,30 лв./t при калоричност 3 030 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

Всички отчетни данни на „Топлофикация – Перник" АД за 2018 г. са предоставени на Комисията в одитирания годишен финансов отчет за 2018 г. Прогнозната информация е определена въз основа на избраната 2018 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 (804 211 MWh) през прогнозния период е с 6,27% повече от отчетната година и е в размер на 854 600 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- Предвижда се броят потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се увеличи спрямо отчетния период.

- Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 48,16%. Намеренията на дружеството през новия регулаторен период са те да се намалят до 47,03%.

Основният фактор, пряко влияещ на производството на топлинна енергия с гореща вода, е задоволяване нуждите на потребителите при различни външни температури.

Производство на електрическа енергия

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2019 г. — 30.06.2020 г. е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, издадена от Министерство на икономиката и енергетиката, 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 296 527 MWh, а за периода 2019-2020 се планира да бъдат произведени 319 200 MWh.

Продадена електрическа енергия

През отчетната 2018 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 87 762 MWh на НЕК ЕАД, 28 081 MWh на крайния снабдител – ЧЕЗ АД и 127 158 MWh на свободния пазар, от които 114 339 MWh ВЕКП, компенсирано с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“.

Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2018 г. е в размер на 228 387 MWh, през новия регулаторен период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 243 636 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствени потребление на „Топлофикация-Перник“ АД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2018 г.

Електрическа енергия за собствени нужди

Планирано е запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди спрямо отчетените през базовата 2018 г. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т. 5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза)

Изпълнението на дейностите от ремонтната програма на дружеството е било удължено във времето, поради невъзможност за осигуряване навреме на средства за големи основни ремонти на съоръженията.

През първото полугодие на 2019 г. дружеството е насочило усилията си към извършване на отложените ремонти.

През ценови период 07.2019 г. - 06.2020 г. са предвидени общо разходи за ремонт в размер на 1 074 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди.

Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение, са описани в приложената ремонтна програма за 2019 г.

Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Инвестиционна програма

През новия регулаторен период дружеството ще продължи да изпълнява част от дейностите, заложени в настоящия. Предвидени са инвестиции за проектиране и изграждане на депо за съхраняване на промишлените отпадъци от дейността и рекултивация на Сгуроотвал „7^{ми} септември” с цел изпълнение на екологичните норми. При основните съоръжения на централата ще бъдат подменени два пакета от економайзер I^{ва} степен на ПГ5, ще бъде направен основен ремонт на ТГ5, като за същия ще се закупят и монтират два броя нови хладилни помпи с електрически двигатели и много други дейности, които са описани подробно в инвестиционната програма на „Топлофикация-Перник” АД. За периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. ще се инвестира в

ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите. Приложена е инвестиционна програма за 2019 г. и отчет на изпълнението на инвестиционната програма за 2018 г.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2018 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 119 531 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

Оборотния 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 22 808 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 3,35%, средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2018 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. разходите за амортизации са на нивото на 2018 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2018 г. възлизат на 8 918 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 7 155 хил. лв. и за осигуровки 1 763 хил. лв. За периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. разходите заплати са завишени на 7 724 хил. лв. и за осигуровки – на 1 960 хил. лв. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2019 г.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

УПР, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2018 г. с 1,30%, 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 2018 г.

Основно гориво за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 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;

- биомаса – Поради постоянно нарастващите борсови цени на квотите парникови газове, с едновременно намаляващите количества на безвъзмездно предоставените такива по различни програми, през новия период е предвидена доставка и изгаряне на 80 000 t биомаса.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2019 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 65,22 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 2 171 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 320 хил. лв. Те включват промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 3 362 хил. лв. и включват електроенергия за АС, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар.

Разходите за консумативи възлизат на 670 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 2018 г.

Разходите за външни услуги възлизат на 493 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 27.03.2019 г.

Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година да предостави в ИАОС верифициран „Доклад за емисии на парникови газове”. Към 27.03.2019 г. все още няма верифициран доклад. Очаква се верифициращият орган да утвърди доклада за 2018 г. и незабавно същият ще бъде внесен в ИАОС.

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 2018 г.

За 2018 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 197 342 t. Данните са от 27.03.2019 г., като се очаква потвърдително писмо от ИАОС относно приемане на доклада в срок до 15.04.2019 г.

За компенсиране на недостига на квоти е необходимо да се закупят до края на м. април 2019 г. още 80 584 t. Към 26.03.2019 г. цената на квотите е 21,44 евро/t.

Необходимите средства за закупуване на тези 80 584 t са в размер на 3 379 128 лв.

Разходи за емисии за периода 01.07.2019-30.06.2020 г.

Прогнозното количество на закупените емисии ще бъде:

- 337 525 t при изгорени въглища 478 737 t, природен газ – 5 280 000 m^3, брикети – 32 000 t /безплатните квоти са 78 065 t/.

При цена на квотите в новия ценови период от 22,00 евро/t е необходима допълнителна добавка към цената за компенсиране на непризнатите разходи за въглеродни емисии в текущия период (01.07.2018 г. - 30.06.2019 г.).

С писмо с вх. № Е-14-03-8 от 09.05.2019 г. дружеството е представило допълнителната информация, изискана с писмо № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 3,06% по-високи количества реализирана електрическа енергия, с 5,95% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 3,43% увеличение на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени със 5,39% 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 38,95% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 546,92% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 158,50%. Дружеството предвижда намаление на инвестиционни разходи през следващия регулаторен период с 2,78%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -9,61% 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 разходи с 15% и спад на променливите разходи с 9,48% в резултат на по-ниските продажби на електрическа и топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -2,83%, намалена спрямо утвърдената от Комисията, вследствие на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените.

Извършения анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 43,03 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупените по-големи количества CO_2 квоти спрямо заложените в утвърдените цени.

<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 163 хил. лв. на 107 хил. лв. или с 56 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 2 730 хил. лв. на 282 хил. лв. или с 2 448 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 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 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 422 хил. лв;

- изпълнени ремонти за 2018 г – 282 хил. лв, съгласно представените данни в

Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 2 991 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 991 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 „Консумативи (химикали, реагенти)“ в производството е коригирана от 670 хил. лв. на 550 хил. лв. или със 120 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на аргументирана обосновка и достатъчни аргументи за необходимостта от повишението и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 14 524 хил. лв. на 9 530 хил. лв. или с 4 994 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 194 977 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 4,09% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 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 пропроционално на отчетените количества горива през базисната година, в съответствие с променената производствена програма за новия ценови период;

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 4 500 t до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през изминалия ценови период в съответствие с т. 5 от общия подход;

- коригирана е цената на въглищата от 70,38 лв./$t_{нг}$ на 57,64 лв./$t_{нг}$ (с 12,74 лв./$t_{нг}$) при калоричност 2 036 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2018 г. съгласно т. 8 от общия подход.

- 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-03-9 от 04.06.2019 г. **„Топлофикация - Перник“ АД** е представило възражение по Доклада, относно:

1. Намалението на **разходите за амортизации в преноса** с 56 хил. лв. на база т. 1.1 от приетия общ подход. Дружеството счита, че намалението е необосновано и не мотивирано, като е възприет административен подход за механично намаление на разходите без да се отчита, че сроковете за амортизация на различните групи активи имат различен полезен живот. Според дружеството този подход е в противоречие на изискванията на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ и чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ и в нарушение на чл. 31, т. 2, б. „д“ от ЗЕ. В този смисъл посочва решение № 1954 от 26.03.2018 г. на Административен Съд - София град (АССГ) по адм. дело № 8827 от 2017 г., потвърдено с решение № 7817 от 23.05.2019 г. на ВАС, както и с решение № 972 от 16.02.2018 г. на АССГ по адм. дело № 5525 от 2017 г., потвърдено с решение № 6297 от 24.04.2019 г. на ВАС. „Топлофикация - Перник“ АД счита, че с този подход Комисията не дава

възможност за възстановяване на стойността на активите чрез разходите за амортизация и поставя дружеството в неравностойно положение спрямо другите топлофикационни дружества и е нарушение на принципа на равнопоставеност, декларирана в чл. 23, т. 5 от ЗЕ. Заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период са запазени в размер на достигнатите по отчет през 2018 г. Също така не става ясно как е определен срокът на полезен живот на активите в преноса - 35 г., съгласно възприетото в т. 1.1. от общия подход за новия ценови период при положение, че за 2018 г. е възприет срок на полезен живот на активите в преноса - 25 г., а през 2017 г. - 30 г. Дружеството отбелязва и факта, че през 2019 г. предстои да бъдат извършени частични ремонти на топлопреносната мрежа поради зачестили аварии.

2. Корекция на разходите за ремонт в производството и преноса с 2 448 хил. лв.

Дружеството счита, че предвид годините на експлоатация на топлопреносната мрежа и часовете работа на котли и турбини, през настоящия ценови период се налага извършването на неотложни ремонти в по-голям обем. Системното редуциране на разходите, необходими за поддържане на съоръженията за комбинирано производство и топлопреносната мрежа в нормално техническо състояние, води до очаквано нарастване на дела на аварийните или неплановите ремонти. При дългогодишно съкращаване на мероприятията за текущо поддържане аварийните ремонти се увеличават прогресивно. С цел предотвратяване на тази негативна тенденция в бъдеще дружеството е направило разчета на ремонтната програма за новия ценови период.

3. Разходите за консумативи са намалени от 670 хил. лв. на 550 хил. лв. Дружеството счита, че по този начин няма да може да изпълнява изискванията на издаденото комплексно разрешително /КР/ в частта спазване на норми за допустими емисии по показател серен диоксид. Също така след корекцията до 550 хил. лв. няма да може да се закупят необходимите количества хидратна вар за неутрализацията на серния диоксид и спазване на нормите на допустими емисии, в резултат на което ще бъдат наложени финансови санкции от контролния орган. В дружеството е постъпило уведомление от доставчиците на хидратна вар, че в резултат от задължението им да заплащат разходи за емисии, цената на доставяната вар ще се увеличи със 17 /седемнадесет/ лв./t за доставена вар.

4. Намаление на разходите за емисии и парникови газове.

Дружеството счита, че в резултат от дейността си през новия регулаторен период е планирало да бъдат изгорени 510 750 t въглища и 7 500 knm^3 природен газ, съгласно верифицираната методика за изчисление на емисиите и се очаква да бъдат емитирани 340 962 t CO_2. В съответствие с чл. 10а безплатните квоти ще бъдат 53 387 t за 2020 г. и 67 402 t за 2019 г. и в съответствие с чл. 10в - 24 678 t за 2020 г. и 49 356 t за 2019 г. Общо безплатни емисии /1/2 от 2019 + 1/2 от 2020/ - 97 412 t. Също така за закупуване на квоти ще са необходими следните средства: (340 962 - 97 412) X 25 евро/t X 1,95583=**11 908 560 лв.** „Топлофикация - Перник“ АД смята, че посочените в доклада 194 977 t CO_2 за закупуване не отговарят на действително необходимите за закупуване квоти. Необходимо е да бъде взето в предвид количеството действително необходими квоти за закупуване - 243 550 t. В Доклада количествата емисии CO_2 са преизчислени, като са приспаднати предвидените безплатни квоти и не е посочена методиката за преизчисление, включително липсват данни за горивата, тяхната калоричност, емисионните фактори и коефициентите на окисление. Счита се, че е допусната техническа грешка при определяне необходимите квоти CO_2 за новия регулаторен период.

5. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,09% на 3,57% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ. Дружеството не е съгласно с подхода, възприет от Комисията за начина на определяне на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, приравнявайки я към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2018 г. по статистически данни на БНБ. Данните на БНБ са

обобщени средно претеглени за целия пазар през 2018 г. и не отчитат факта, че заемите са сключени през предходни регулаторни периоди. От друга страна дружеството твърди, че няма задължение да извършва периодични предоговаряния на сключените договори за кредит или рефинансиране и това е в противоречие с принципа на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените на енергийните предприятия трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвращаемост на капитал. В тази връзка посочва, че такова е и становището на АССГ по адм. дело № 8827 от 2017 г., потвърдено с решение №7817 от 23.05.2019 г. на ВАС, както и решение № 972 от 16.02.2018 г. на АССГ по адм. дело № 5525 от 2017 г., потвърдено с решение № 6297 от 24.04.2019 г. на ВАС.

6. Корекция на цената на въглищата

Дружеството е направило пресмятания, според необходимия микс от горива, за изпълнение на показателите. Средната цена на тон натурално гориво за първо тримесечие на 2019 г. е 60,10 лв./t. Коригирането на цената от 70,38 лв./t на 57,64 лв./t с 12,74 лв./t ще доведе до влошаване на финансовото му състояние.

7. Искане за включване на допълнителни разходи за достъп до електропреносната мрежа в размер на 511 635,60 лв. без ДДС. Този разход не е предвиден за новия регулаторен период, тъй като не е заложен в Указания-НВ на Комисията за дружествата от сектор „Топлоенергетика“. Дружеството счита, че определянето на цена за достъп и възникналия от това разход следва да бъде включен в справка № 1 „Разходи“.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за амортизации в преноса не се приема, тъй като тя е извършена 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. Процесът на регулиране изисква, освен точно и обективно отразяване в цените на необходимите и доказани от дружеството разходи, така и осигуряване баланс на интересите на дружеството и крайните клиенти на енергията. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. При рязко нарастване на цените за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

2. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за ремонт се приема частично. Допълнително е включена сума за новия ценови период в размер на 140 хил. лв. до достигане на 49,65% по-висока от отчетената стойност през базисната година. С така определения от Комисията разход дружеството ще бъде в състояние да покрие част от планираните ремонтни дейности в производството. При рязко нарастване на цените за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за консумативи се приема частично. Отчетената стойност, като част от променливите разходи е завишена с 6,68%, пропорционално на увеличеното количество произведена енергия.

4. Възражението на дружеството относно намалението на разходите за емисии и парникови газове не се приема.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 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 1.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на

ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор: за въглища - 76,2331 t $C0_2$/TJ, за пр. газ - 55,64 t $C0_2$/TJ
2. Долна топлина на изгаряне: за въглища 9,3761 GJ/t, за пр. газ - 34,3229 GJ/t
3. Коефициент на окисление: за въглища – 94,36%, за пр. газ – 100%
4. Емитирани $C0_2$ - 251 411 t (238 843 + 12 568)

Въз основа на отчетените количества електрическа енергия за 2018 г. и прогнозните количества за новия ценови период е изчислен коефициент, с който се определят прогнозните количества горива спрямо отчетените такива за 2018 г.

1,07646 = 319 200 MWh / 296 527 MWh

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са:

въглища - 354 126 t и пр. газ – 6 581 knm^3

Безплатни квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) – 60 395 t CO_2 (2019+2020)/2.

Предвидени квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната директива за 2019 г. - 23 386 t CO_2

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 167 630 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 167 630 X 48,9 = 8 196 хил. лв.

5. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 4,09% на 3,57% възражението на дружеството не се приема.

Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна

конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

6. Възражението на дружеството относно извършената корекция на цената на въглищата се приема.

7. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп и/или пренос не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

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) – 182,15 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 182,15 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 91,66 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 72,19 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 38,67 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 74 967 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 69 139 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 401 хил. лв. и променливи – 48 738 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 95 264 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,40%
- Електрическа енергия – 243 636 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 232 608 MWh
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 11 028 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 200 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 416 400 MWh

<u>13. „Топлофикация Сливен" ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-07-4 от 01.04.2019 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, като не е представена информация по т.II.8.

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 - 212,29 лв./MWh;

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара - 87,27 лв./MWh;

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 73,49 лв./MWh.

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

- цена на въглищата – 84,61 лв./t с калоричност 2 739 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 280,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 83,43 лв./t с калоричност 3 350 kcal/kg;
- модифицирано гориво RDF – 6,00 лв./t калоричност 3 000 kcal/kg.

Обосновката на дружеството на прогнозните ценообразуващи елементи за ценови период 2019 г. -2020 г.е следната:

Представените Справки от № 1 до № 9 от ценовия модел и данните в тях са изготвени в съответствие с Указания-НВ и включват отчетни данни за 2018 г. и прогнозни за едногодишен период от 07.2019 г. до 06.2020 г.

1. ПРОИЗВОДСТВО

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя на клиентите на гореща вода. Прогнозата за предстоящия ценовия период е за увеличение на реализираната топлинна енергия с пара и с гореща вода сравнено с отчетната 2018 г. Предвид направените инвестиции в преноса чрез изграждане на нови топлопроводи и абонатни станции през 2018 г. има присъединени нови сгради и такива, които са били консервирани. Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство 15.06.2019 г. – 10.07.2019 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

С цел намаляване на разходите и търсене на възможно най-ниска цена на топлинната енергия не се предвижда производство на топлинна енергия с природен газ.

Количеството електрическа енергия за собствени нужди е съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи и др., свързани с подготовка на горивото за изгаряне, захранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

През 2018 г. дружеството е реализирало 97 582 MWh топлинна енергия с гореща вода, през предстоящия ценови период прогнозираме увеличение на 100 272 MWh, или с 2 690 MWh повече. За отчетния период продадената топлинна енергия с пара е 142 219 MWh, за предстоящия прогнозата е за 145 219 MWh.

2. РАЗХОДИ.

2.1. 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.

Разходите за консумативи (химикали и реагенти) предстоящия ценови период възлизат на 1 251 хил. лв., формирана от разходи за доставка на вложени киселини, основи, йонообменна смола, вар на обща стойност 110 хил. лв. и разход за вар за газоочистващата инсталация на обща стойност 1 141 хил. лв.

Прогнозната сума на разходите за вода за технологични нужди е изчислена при работа на сероочистващата инсталация (СОИ). Заложените разходи за адитив за СОИ са съобразно работата на инсталацията и постигане минимални разходи, съответно по- ниски цени на електрическата и топлинна енергия.

Вследствие включените АС за битови потребители през последните години е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Очаква се и през следващия ценови период да има увеличение на този разход, предвид присъединяването на нови клиенти.

Сумата за акцизи за електрическа и топлинна енергия са получени съгласно ценовия модел.

*Прогнозното количество емисии парникови газове за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.60.2020 г. е изчислено по формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации. От това количество са приспаднати безплатните квоти за 2019 г. и 2020 г. общо 9 020 t. Прогнозният брой необходими квоти за закупуване за следващия ценови период 2019 г. – 2020 г. е показан в справка № 4 в ценовия електронен модел. Разходите за закупуване на необходимите емисии са при цена 25 евро/*t.

2.2. Условно- постоянни разходи.

Предвидените УПР са запазени на нивото на отчетната 2018 г., като някои от тях са коригирани и актуализирани минимално.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2018 г. и въведените в експлоатация съоръжения през същата година. Нововъдените през 2018 г. активи са на обща стойност 6 775 хил. лв., с месечна амортизация 42 хил. лв., която увеличава разхода за година с 504 хил. лв. В резултат годишните разходите за амортизации за предстоящия период се увеличават от 1 056 хил. лв. на 1 440 хил. лв.

Приложена е справка за въведените през 2018 г. активи по видове.

Разходи за заплати - От 01.01.2019 г. с постановление № 320/20.12.2018 г. на Министерски съвет минималната заплата за страната бе увеличена от 510 лв. на
560 лв. Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна в 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, която е увеличена, и считано от 01.01.2019 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 01.01.2019 г. с решение на КЕВР по- висока цена на водата за „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 2018 г. имаше 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 най-натоварени съоръжения по енергийни котли – горивоприготвящи и горивоподаващи системи, очистващи инсталации и нагревни повърхнини за 274,87 хил. лв.

- Ремонт на турбо- и електрогенератор, в т. ч. и кондензатор на стойност 649,06 хил. лв.

- Ремонт на съоръжения в горивоподаване - приемни бункери, пътища и системи към тях за 41,33 хил. лв.

- Ремонт на електоапаратура, ел. двигатели и прибори за управление и контрол в електроцех – 68,48 хил. лв.

- Ремонтни дейности по системи за очистване на димни газове в цех „СОИ“ на стойност 64,19 хил. лв.

- Ремонт на автотранспортна техника за получаване обработка и подаване на горива за 26,56 хил. лв.

- Аварийни и планови ремонти по основни топлопреносни магистрали, топлофикационни отклонения и абонатни станции на стойност 195,29 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 неговите функции. Същите нямат характер на модернизация, подобрение, реконструкция и не са разходи с инвестиционен характер.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, липсата на средства през 2018 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 поне на настоящото ниво степента на годност на техниката в дружеството. Осигуряване на непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия. В този смисъл ще се ремонтират или ще продължи изпълнението на ремонтните работи по:

- Ремонт, възстановяване и подмяна на участъци от нагревни повърхнини на енергийни котли – 1 103,00 хил. лв.

- Ремонтни работи по механична част на електроочистващи съоръжения -166,70 хил. лв.

- Ремонт за достигане минимално необходимо техническо ниво на електрооборудване, в т. ч. и електропреобразуващи съоръжения за 654,00 хил. лв. Извършваните наблюдения, измервания и анализ по време на работа показват низходяща тенденция към достигане на извънннормируеми показатели.

- Планово ремонтиране на участъци от топлопреносната мрежа с набрана висока аварийност през отоплителния сезон - 339,00 хил. лв.

- Ревизия и ремонт на турбогенератор в част основни лагери и система за хидро-механично управление – 161,00 хил. лв.

- Периодично извозване на сгуропепелни маси за осигуряване на свободни обеми за временно и постоянно съхранение на пепелни и сгурни маси 390 хил. лв.

В УПР не са включени разходите, 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, консервирани и изведени от експлоатация и др.

Стойността на оборотния капитал е определен съгл. т.32.5 от Указания-НВ.

С писмо с вх. № Е-14-07-4 от 02.05.2019 г. дружеството представя изисканата информация с писмо изх. № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г.

Като обосновка на получените приходи от юрисконсултски възнаграждения е представена счетоводна справка за постъпили суми от присъдените възнаграждения, която възлиза на 2 700,39 лв.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 6,99% по-високи количества реализирана електрическа енергия, с 1,39% увеличение на количествата топлинна енергия с гореща вода и с 6,28% увеличение на количествата топлинна енергия с пара спрямо отчетеното през предходния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 10,13%, а за пара са увеличени с 4,25% 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 15,18% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 50,09% и разходите за заплати и възнаграждения с 16,41%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период незначително увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 0,09%.

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

НВск по отчет за ценовия период е 1 812,11% 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 намалените с 15% променливи разходи при условията на намаленото производство.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -60,83% и се дължи на намалените променливи с 36% и ръст на условно-постоянните разходи с 58% при условията на намалено производство.

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.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 48,90 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t, независимо закупените по-малки количества CO_2 квоти спрямо заложените в утвърдените цени.

<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 204

хил. лв. на 185 хил. лв. или с 19 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 2 499 хил. лв. на 1 909 хил. лв. или с 590 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., завишена с 50% 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 2018 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 4 377 хил. лв. на 4 188 хил. лв. или със 189 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 3 806 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 098 хил. лв. на 1 053 хил. лв., или с 45 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 988 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 9 204 хил. лв. на 4 227 хил. лв. или с 4 977 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 86 481 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 3,88% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 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 пропорционално на отчетените количества горива през базисната година, в съответствие с променената производствена програма за новия ценови период;

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 1 500 t до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през изминалия ценови период 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, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-07-6 от 04.06.2019 г. **„Топлофикация - Сливен" ЕАД** е представило възражение по Доклада, относно:

1. Разходи за амортизации

Дружеството счита, че прогнозната сума за разходи за амортизации е съобразена изцяло със счетоводната политика на дружеството и тяхното признаване от данъчна гледна точка. Определеният срок от 35 години противоречи на счетоводната политика и не отразява полезния срок на живот на различните съоръжения. Амортизациите са изчислени на база определените срокове на амортизиране и текущите отчетни разходи, поради което дружеството възразява срещу корекцията им с 19 хил. лв.

2. Разходите за ремонт са намалени с 590 хил. лв. от планираните 2 499 хил. лв. до

1 909 хил. лв., което е намаление с 24%. „Топлофикация - Сливен“ ЕАД смята, че намалението на тези разходи води до ограничаване на възможностите за осигуряване на необходимия финансов и организационен ресурс за дейността на предприятието. Невъзможността да бъдат осигурени необходимите средства ще доведе до проблеми в състоянието на съоръженията и прекъсвания на технологичния процес на централата. Това от своя страна ще доведе до затруднения при изпълнение на задълженията, прекъсвания в производството и доставката на топлинна енергия към клиентите.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Дружеството твърди, че изпитва постоянни затруднения в намирането и задържането на персонал. Основната причина за това е недостатъчният размер на трудовото възнаграждение, съответстващо на трудните условия на работа, каквито са условията на работа във въглищна централа. Средната заплата в дружеството е значително под посочения в Доклада размер в сектор „Енергетика“ 1 846 лв. и не може да достигне 70% от нея. Също така има перманентен недостиг на работници и специалисти на длъжности като булдозерист, помощник-оператор на енергетични съоръжения, оператор на транспортни ленти, ел. монтьори, ел. монтьори КИП и А. През 2018 г. от дружеството са напуснали 43 човека, което представлява около 15% от средния брой работещи. Чрез предвиденото увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски дружеството се надява, че ще се постигне адекватно на вложения труд възнаграждение за персонала и ще предизвика интерес от страна на потенциални кандидати за работа. Чрез увеличението с 15% на разходите за труд ще се стимулира подобряване работата от страна на работниците в дружеството.

4. Разходи за горива и горивен микс

„Топлофикация - Сливен“ ЕАД възразява срещу направените корекции на горивния микс, тъй като те не съответстват на планираната производствена програма. Чрез предвидените количества от всеки вид горива се обезпечава технологичното изпълнение на програмата и всяка промяна в него ще доведе до невъзможност тя да бъде изпълнена и съответно гарантиране на доставката на топлинна енергия за клиентите на дружеството.

5. Разходи за емисии и парникови газове

Дружеството възразява срещу коригирането на количеството емисии до 86 481 t за предстоящия ценови период, в съответствие със заложените горива за производство. Прогнозираното количество емисии е 197 259 t. Съгласно чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) на дружеството се полагат безплатни квоти за топлинна енергия и такива по чл. 10в за участие в НПИ (дерогация), като всяка следваща година тези количества намаляват. За календарната 2019 г. безплатните квоти ще бъдат 23 057 t, от които по чл. 10а - 12 049 t и по чл. 10в - 11 008 t. Поради приключване на периода на НПИ за периода 2013 г. - 2020 г. и използвани безплатни квоти по чл. 10а на Директива 2003/87/ЕС, за предстоящия регулаторен период в частта за 2020 г. дружеството няма да разполага с безплатни квоти и ще има задължение да закупи значително по-голямо количество спрямо досегашните периоди. Дружеството настоява да бъде признато количеството емисии, посочени в заявлението - 197 259 t, коригираните количества безплатни квоти съгласно т. 13 от общия подход, а именно приспадане на сумата от ½ от квотите за 2019 г., която е 11 529 t и ½ от квотите за 2020 г., която е 0 (нула) тона, предвид факта, че полагащите се по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕС за 2020 г. ще бъдат използвани през 2019 г. При така извършената корекция, дружеството ще бъде длъжно да закупи общо 185 730 t. Определените 86 481 t са недостатъчни за обезпечаване покриването на необходимите разходи за емисии.

6. ***Норма на възвръщаемост на привлечения капитал***

Дружеството не е съгласно с определената норма на възвръщаемост на привлечения капитал, която се лимитира от пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2018 г. на основата на данни на БНБ. Данните на БНБ са обобщени

средно претеглени за всички субекти осъществяваща различна стопанска дейност, без отчитане факта, че заемите са сключени през предходни години. Това противоречи и на един от основните принципи заложен в чл. 31, т. 4 от ЗЕ, а именно: цените да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. Малката стойност на нормата не може да компенсира дори частично разходите на дружеството, вменени му по закон, като вноската от 5% във „Фонд сигурност на електроенергийната система“, която годишно превишава определената възвръщаемост, както и предстоящото въвеждане на разходите за достъп до електропреносната мрежа за производители във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ.

7. Разходи за достъп до електропреносната мрежа

За предстоящия период се предвижда производителите на електрическа енергия да заплащат цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 2,10 лв./MWh, без ДДС. В подаденото заявление не са предвидени разходи за такава компонента. Общата сума на този разход, определен на база количеството електрическа енергия за продажба - 132 210 MWh и цена от 2,10 лв./MWh, възлиза на 278 хил. лв.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за амортизации в преноса не се приема, тъй като тя е извършена 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. Процесът на регулиране изисква, освен точно и обективно отразяване в цените на необходимите и доказани от дружеството разходи, така и осигуряване баланс на интересите на дружеството и крайните клиенти на енергията. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. При рязко нарастване на цените за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на клиентите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

2. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за ремонт не се приема. Включеният разход за ремонт за новия ценови период е с 50% по-висок от отчетената стойност през базисната година. С така определения от Комисията разход дружеството ще бъде в състояние да покрие планираните ремонтни дейности в производството.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за заплати и възнаграждения не се приема. Корекцията е до нивото на отчетената стойност през 2018 г., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход. Текущото финансово състояние на дружеството и натискът върху цените на енергия от повишените цени на емисиите, не позволяват драстични увеличения на разходите.

4. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за горива не се приема. Корекцията на отделните количества горива в горивния микс пропорционално на отчетените количества горива през базисната година в съответствие с променената производствена програма за новия ценови период е обусловена от отчетения микс от отделните горива през базисната година, а именно - увеличение на биогоривото в микса и запазване на въглищата като основно гориво.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на намалените разходи за емисии парникови газове се приема частично.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 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 1.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е

изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор: за въглища - 86,29 t CO_2/TJ, за мазут - 77,4 t CO_2/TJ
2. Долна топлина на изгаряне: за въглища – 13,050510 GJ/t, за мазут - 40,0 GJ/t
3. Коефициент на окисление: за въглища – 94,56%, за мазут – 100%
4. Емитирани CO_2 - 178 877 t (178 230+ 647)

Въз основа на отчетените количества електрическа енергия за 2018 г. и прогнозните количества за новия ценови период е изчислен коефициент, с който се определят прогнозните количества горива спрямо отчетените такива за 2018 г.

1,07125 = 181 931 MWh / 169 831 MWh

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са:

въглища - 167 373 t и мазут - 209 t

Безплатни квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) - 13 631 t CO_2 (2019+2020)/2.

Предвидени квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната директива за 2019 г./2 - 10 446 t CO_2

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 154 800 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 154 800 t X 48,9 = 7 569 хил. лв.

6. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал възражението на дружеството не се приема.

Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна

конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

7. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп и/или пренос не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

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) – 188,78 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 188,78 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 98,29 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 80,50 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,94 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 42 290 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 41 462 хил. лв., от които условно-постоянни – 11 437 хил. лв. и променливи – 30 025 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 23 176 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия– 132 210 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 124 610 MWh
  - от невисокоефективно производство – 7 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 100 272 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 145 219 MWh

<u>14. „Топлофикация Габрово" ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-11-6 от 02.04.2019 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.9., т. I.12., и II.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 – 331,53 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител „гореща вода" – 185,63 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните

цени на горивата, без ДДС:

- въглища – 161,03 лв./t при калоричност – 3 303 kcal/kg;
- цена на мазут – 850,00 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 143,00 лв./t при калоричност – 3 452 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторния период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., както следва:

1. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са определени, като са анализирани заявените такива за новия ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. и отчетните за 2018 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период.

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, съобразно 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 770 хил. лв. От тях 510 хил. лв. са амортизации за производство и 70 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство са разпределени по следния начин: 108 хил. лв. за електрическа енергия, 10 хил. лв. за топлинна енергия и 582 хил. лв. общо за двата продукта.

1.2. Разходи за ремонт

Разходите предвидени за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 430 хил. лв., в това число 330 хил. лв. в направление „Производство“ и 100 хил. лв. в направление „Пренос“.

В направление „Производство” са предвидени следните основни мероприятия: среден ремонт на ЕПГ2; текущ ремонт на ЕПГ8; други ремонти в топлоизточника.

В направление „Пренос” за намаляване на пропуските на топлоносител основната дейност ще бъде насочена към подмяна на износени участъци на преносната мрежа по главното трасе и дворните мрежи.

1.3. Разходи за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

За новия ценови период се предвижда разходите за заплати да бъдат 1 199 хил. лв. или увеличение с 36,8% в сравнение с отчетените за 2018 г. 876 хил. лв. Увеличението е направено по следните причини:

- *Увеличение на минималната работна заплата за страната от 01.01.2019 г. с 9,8%;*
- *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 тези разходи по отчет за 2018 г. е 378 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 342 хил. лв. Намалението е с 9,5%, основно поради намаляване на съдебните разходи.

1.5. Приходи от присъединяване и от топлоносител

През новия ценови период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови потребители. През 2018 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 161,03 лв./t, без ДДС, на основното гориво – въглища, за новия регулаторен период е изчислена, както следва:

Прогнозното количество необходими въглища за новия период е 6 300 t със средна калоричност 3 303 kca1/kg, като горивната смес се състои от 3 400 t обогатено енергийно гориво (ОЕГ) със средна калоричност 2 680 kca1/kg, 1 700 t вносни черни въглища марка „Д” със средна калоричност 4 800 kca1/kg и 1 200 t местни черни въглища със средна калоричност 2 945 kca1/kg. Местните въглища се доставят от площадка, находяща се в гр. Сливен. Обогатеното енергийно гориво и вносните черни въглища марка „Д“ се доставят от „Брикел“ ЕАД, гр. Гълъбово. Цената за транспорт е 18 лв./t по дестинацията Габрово - Гълъбово и 11 лв./t по дестинацията Габрово - Сливен.

За осигуряване на нормалната работа на основен котел, изгарящ въглища, за изпълнение на заложената квота на електропроизводство и подаване на топлинна енергия за битово отопление с необходимите параметри се налага използването на горива с минимална средна калоричност 3 200 kca1/kg. Към заявлението са приложени копия на действащи договори за доставки на въглища.

През прогнозния период се предвижда работа на котела на биомаса с общо количество гориво 11 600 t в съотношение биомаси от селското стопанство и дървесен чипс 8 800 t с калоричност 3 293 kca1/kg и пелети от слънчогледова люспа 2 800 t с калоричност 3 950 kca1/kg. Средната калоричност на микса горива е 3 452 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 консумативи - *включват разходи за коагулант Poliflok 4424, Acualead c1 720, и др. химикали и консумативи. Разходите се увеличават спрямо отчетния период, поради повишаване на покупната цена. За новия ценови период разходите възлизат на 15 хил. лв. При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии.*

1.6.4. Разходи за външни услуги - *в сравнение с отчетната 2018 г. са завишени с 15 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.*

1.6.5. Разходи за емисии парникови газове ($C0_2$)

През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи с въглища и биомаса. При изгарянето на предвидените 6 300 t въглища прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 8 543 t CO_2. При налични 3 931 безплатни квоти, общото количество на дефицита от емисии за новия ценови период възлиза на 4 612 t CO_2. При цена 49 лв./t разходите за закупуване на емисии възлизат на 225 988 лв.

2. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ

Справката е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2018 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 31.12.2018 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 31.12.2018 г., като не включва текущия финансов резултат.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 7,78%, определена с Решение № Ц – 3 от 28.02.2019 г. на КЕВР.

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 2018 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 и противоналегателна парна турбина ТГ3. Не се предвижда работа на парната част на централата.

Предвид отчетените по-високи 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 47 600 MWh, от което 37 100 MWh е топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса и 10 500 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 котли и външните метеорологични условия. Прогнозното количество на топлинна енергия за собствени нужди е намалено с 800 MWh в сравнение с отчетния период и е 10 500 MWh.

- Произведено количество електрическа енергия от инсталацията за комбинирано производство

Предвижда се, с извършването на планираните ремонтни работи и оптимизиране работата на енергийните парогенератори, да се увеличат работните часове и средният електрически товар на ТГ3, като количеството произведена електрическа енергия достигне 9400 MWh.

- Продадено количество електрическа енергия

Предвижда се оптимизиране работата на съоръженията в централата и разходът на електрическа енергия за собствени нужди да бъде намален от 3 000 MWh на 2 800 MWh, при което продаденото количество електрическа енергия за прогнозния ценови период ще бъде 6 600 MWh.

5. *СПРАВКА № 5 - ТИП-ПРЕНОС*

През новия ценови период количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 25 400 MWh, като за отопление са 25 300 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 5 861 MWh в сравнение с отчетената през 2018 г. При същите стойности на корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление очакваното количеството топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2019/2020 г. възлиза на 25 300 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 2019 г. за намаляване на загубите от изтичане на топлоносител. За отчетните 2018 г. и ценови период от 01.07.2018 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 14 816 MWh (43,25%) и 14 349 MWh (42,79%) от изнесената към преноса топлинна енергия. Технологичните разходи са определени съгласно Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията.

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 01.07.2019 г. да бъде намалено до 11 700 MWh, което е 31,54% от отпуснатата към преноса топлинна енергия.

Като резултат от изложеното по-горе, отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 37 100 MWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага със 123,18% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 43,88% 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 11,94% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 103,33 % спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в следствие на увеличените разходи за амортизации с 250,00%, разходите за ремонт със 159,04%, разходите за заплати и възнаграждения с 69,35%, както и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 88,95%. Дружеството не предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи.

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

НВск по отчет за ценовия период е -3 678,62% 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 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 ОПР, е отрицателна в размер на -2 495,18%, вследствие на намалените приходи, спрямо утвърдените от Комисията, при двойно нарастване на условно-постоянните разходи.

Съществен момент за „Топлофикация Габрово“ ЕАД е ниският дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации са коригирани от 770 хил. лв. на 461 хил. лв. или с 309 хил. лв. в производството в съответствие с отчетната стойност на активите от позиция „машини, съоръжения и оборудване” съгласно справка № 2 „РБА” и амортизационна

норма за регулаторни цели;

- разходите за ремонт са коригирани от 430 хил. лв. на 293 хил. лв. или с 137 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 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 2018 г.;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 199 хил. лв. на 965 хил. лв., или с 234 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 876 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 252 хил. лв. на 220 хил. лв., или с 32 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 200 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 50 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 50 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;

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 6,86% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 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 161,03 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 303 kcal/kg на 116,86 лв./$t_{нг}$ (с 44,17 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2018 г. 130,73 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 695 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

- коригирана е цената на биогоривото от 143,00 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 452 kcal/kg на 94,54 лв./$t_{нг}$ (с 48,46 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2018 г., 99,14 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 620 kcal/kg,съгласно т. 8 от общия подход.

- 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.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса” технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 11 700 MWh (31,54%) на 2 700 MWh или с 9 000 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-11-8 от 05.06.2019 г. **„Топлофикация - Габрово“ ЕАД** е представило възражение по Доклада, относно:

1. Намалението на разходи за амортизации с 309 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход е необосновано и не мотивирано, като е възприет административен подход за механично намаление на разходите. Така се ограничават възможностите на дружеството да осигури чрез цената, респективно чрез включените в цената разходи за амортизации, необходимите средства за възстановяване или подмяна на амортизирани дълготрайни активи в производството и преносната мрежа. Дружеството твърди, че заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия

ценови период са запазени в размер на достигнатите по отчет през 2018 г. От отчетените разходи за амортизации през 2018 в размер на 770 хил. лв., от които 744, 883 хил. лв. са само разходите за амортизация на котел № 8 на биомаса SZL 20 -2.5/400 и годишната амортизационна норма на този котел е 30%, така че и през следващия ценови период разходите за амортизации ще бъдат същите.

2. Разходи за ремонт

Дружеството счита, че предвидените разходи за ремонт в размер на 430 хил. лв. не са с инвестиционен характер и не повишават енергийната ефективност на съоръженията. Те целят да запазят съществуващите технически характеристики на централата. През настоящия ценови период се налага извършване на неотложни ремонти в по-голям обем, защото системното редуциране от страна на Комисията на необходими разходи за поддържане на съоръженията за комбинирано производство в нормално техническо състояние води до очаквано нарастване на дела на аварийните ремонти. С дългогодишното съкращаване на мероприятията за текущо поддържане аварийните ремонти се увеличават прогресивно. С цел предотвратяване на тази негативна тенденция в бъдеще дружеството е представило подробен остойностен план със срок на изпълнение на предстоящите ремонтни дейности.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

В прогнозирания разход за заплати и възнаграждения, в сравнение с отчетния за 2018 г., е заложено увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2019 г. През последните години „Топлофикация – Габрово“ ЕАД изпитва затруднения в намирането и задържането на персонал. Основната причина за това е недостатъчният размер на трудовото възнаграждение, съответстващо на трудните условия за работа, каквито са условията на работа във въглищна централа. Средната заплата в дружеството е значително по-ниска от тази за сектор „Енергетика“. Дружеството има недостиг на работници на длъжности, като оператор турбогенератор, оператор парогенератор, оператор спомагателни съоръжения, оператор бойлерна уредба и заварчик. Чрез предвиденото увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски дружеството се надява, че ще предизвика интерес от страна на потенциални кандидати за работа.

4. Разходи за достъп до електропреносната мрежа

Дружеството не е калкулирало този разход в прогнозните разходи за новия регулаторен период. Сумата, която трябва да бъде изплатена на ЕСО ЕАД ще бъде в размер на 13 860 лв.

5. Норма на възвръщаемост на привлечения капитал

Дружеството възразява относно начина на определяне на средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал, която е коригирана от 6,86% на 3,57%, приравнена към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2018 г. по данни на БНБ. Дружеството счита, че данните на БНБ са обобщени, среднопретеглени за целия пазар и не отразяват данните за привлечения капитал в дружествата в енергетиката. В противоречие на т. 40 от Указания-НВ Комисията не е взела под внимание статистическите данни за периода (месец, година) за получаване на кредита и изчислената от дружествата норма на привлечения капитал.

6. Корекция на цената на въглищата

Дружеството счита за необосновано намалението на цената на въглищата. За първото тримесечие на отчетната 2018 г. дружеството е получило 4 775,16 t въглища с цена на използваното гориво съответно 150,14 лв./t, без ДДС. От края на 2018 г. и началото на 2019 г., поради общо повишаване на цените на горивата, са в сила нови договори за доставка на горива. Цените, без ДДС, са както следва: 345 лв./$t_{у.г}$ за ОЕГ, 292,50 лв./$t_{у.г}$ за черни въглища марка от местни източници, 205 лв./t черни въглища марка „Д“, 110 лв./t за дървесна биомаса, 200 лв./t на слънчогледови пелети и 140 лв./t слънчогледова люспа. Цените остават в действие и за новия регулаторен период. Отчетените цени на

горивата за 2018 г. са достигнати на база действащите доставни цени за двата ценови периода. За новия регулаторен период, съобразно производствената програма дружеството е прогнозирало средна цена на гориво - въглища 161,03 лв./t и средна цена на гориво - биомаса 143,00 лв./t. Цените са прогнозирани на база горивни миксове, доказали устойчива работа на централата. „Топлофикация - Габрово“ счита, че ако Комисията не вземе под внимание гореизложеното, с корекцията на цената на основното гориво – въглища, и на биомаса дружеството няма да може да спазва условията по действащите договори с доставчиците на горива. Същото ще доведе до предпоставка за неизпълнение на основната дейност, а именно производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия.

7. Разходи за емисии и парникови газове

Разпределението на безплатни квоти намалява ежегодно за всички оператори на инсталации, включително и за дружеството. При установено намаляване на безплатните квоти разходите на дружеството за закупуване на квоти при борсови цени ще се увеличат. Признаването на тези разходи за емисии в по-малък размер от икономически обоснования се отразява в намаление на годишните необходими приходи, което от своя страна води до реализиране на по-ниска възвращаемост, както и до допълнителни разходи за използвания ресурс и финансирането му.

8. Технологични разходи по преноса

Дружеството смята, че ниските цени утвърждавани от Комисията, постоянното орязване на средства за ремонт и ниската ликвидност не дават възможност да се вложат значителни средства за оздравяване на топлопреносната мрежа. Въпреки предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2019 г. за намаляване на загубите от топлоносител, дружеството няма как да достигне посочените 2700 MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за амортизации в производството не се приема, тъй като тя е извършена в съответствие с отчетната стойност на активите от позиция „машини, съоръжения и оборудване”, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход. Процесът на регулиране изисква, освен точно и обективно отразяване в цените на необходимите и доказани от дружеството разходи, така и осигуряване баланс на интересите на дружеството и крайните клиенти на енергията. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. При рязко нарастване на цените за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на клиентите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт не се приема. Корекцията от 430 хил. лв. на 293 хил. лв. или със 137 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. е 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 2018 г.. В постъпилото възражение също не са представени убедителни доказателства за увеличение на разходите за ремонт.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за заплати и възнаграждения не се приема. Корекцията е до нивото на отчетената стойност през 2018 г., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход. Текущото финансово състояние на дружеството и натискът върху цените на енергия от повишените цени на емисиите, не позволяват драстични увеличения на разходите.

4. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп и/или пренос не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от

комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

5. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 6,86% на 3,57% възражението на дружеството не се приема.

Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т.ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на цената на въглищата не се приема. Регулаторно правомощие на Комисията е при лошо финансово състояние, при високи цени в абсолютна стойност и при технологични неефективности с оглед запазване на съществуващите клиенти да запази определени разходи до нивото на отчетените. Намирането на вътрешни резерви е необходимото действие за запазване на клиентите.

7. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за емисии парникови газове не се приема. Комисията не е коригирала количеството емисии, предложени от дружеството.

8. Възражението на дружеството относно корекцията на технологичните разходи по преноса не се приема. Въпреки наложената от Комисията рестрикция на този показател, цената в абсолютна стойност на топлинната енергия с гореща вода е на прага на възможностите за заплащане от страна на клиентите. При по-малка корекция или без нея цената ще предизвика отлив от клиенти и допълнително влошаване на финансовото състояние на дружеството.

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) – 281,64 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 281,64 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 191,15 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,21 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 5 237 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 145 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 231 хил. лв. и променливи – 2 914 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 558 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,61%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 400 MWh

15. „АЕЦ Козлодуй" ЕАД

С писмо вх. № Е-14-24-5 от 02.04.2019 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цена на топлинната енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията.

Допълнително с писмо вх. № Е-14-24-5 от 11.04.2019 г. дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2018 г., доклад за дейността и копие на публикация с предложената за утвърждаване цена на топлинна енергия.

Дружеството е предложило за утвърждаване еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода – 42,18 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 01.07.2019 - 30.06.2020 г. е разработена на база отчетни данни за 2018 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 енергията, произведена в «АЕЦ Козлодуй" ЕАД № ДОД.ФД.МТ.271. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове 5 и 6. 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 топлоенергия.

Разходите за производство *на топлинна енергия са в размер на 166 хил. лв. и съставляват около 4% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.*

Разходите за пренос *по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 3 885 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2018 г.*

Другите разходи са формирани от разпределени разходи на база коефициент, от балансовата стойност на активите на обектите (ТС) спрямо стойността на всички активи на дружеството, отнесен към общите разходи.

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 топлинна енергия.

Преките разходи, *отчетени за 2018 г. са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването тези разходи са намалени с 252 хил. лв. съгласно горецитираните указания, като корекции са нанесени в следните позиции:*

- *Разходи за заплати и възнаграждения са намалени съгласно т. 19 от Указания-НВ, с 252 хил. лв.*
- *Приходи от присъединяване, услуги и топлоносител и директно възлагане на клиенти*

На основание чл. 21 от НРЦТЕ от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от присъединяване на клиенти към мрежата и от услуги по директно възлагане от клиенти на стойност 21 хил. лв.

Разпределени разходи *- В отчетените за 2018 г. разходи за пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 292 хил. лв. както следва:*

- *Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2018 г., персоналът зает в цех Топлоснабдяване е 65 души и коефициентът на разпределение е 0.0275 (разчетен на база численост на персонала - 2 363 бр.). Разпределените социални разходи за ТС са на стойност*

1 102 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. Коефициентите се определят на шестмесечие и за 2018 г. са:

- от януари до юни – обща балансова стойност на активите на обектите е 2 010 494 хил. лв. на ТС – 4 594 хил. лв. Общо производствените разходи през разглеждания период са на стойност – 36 655 хил. лв. и коефициент на разпределение

0,0023. Производствените разходи, отнесени в разходите на ТС, са на стойност 84 хил. лв.

- от юли до декември – общата балансова стойност на активите на обектите е 1 919 317 хил. лв., на ТС – 4 330 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0023. Общо производствените разходи за периода са на стойност 46 206 хил. лв. Производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 106 хил. лв.

***Административни разходи** - разпределят се между електрическата енергия и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности и за 2018 г. са в размер на 506 хил. лв. За целите на ценообразуването, спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 372 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.*

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2019-30.06.2020 г. са на стойност 4 051 хил. лв. Възвръщаемостта на капитала е в размер на 50 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 4 101 хил. лв.

СПРАВКА № 2 - РБА

Регулаторната база на активите към 31.12.2018 г. е в размер на 8 120 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2018 г., пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 8 405 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 655 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 370 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.

СПРАВКА № 3 - Норма на възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост е 0,62% 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. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е 2,81% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2018 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2018 г., в зависимост от финансовите условия на Заемното споразумение с Евроатом. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

СПРАВКА № 4 - ТИП в производството

В справка №4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия.

През новия регулаторен период се очаква произведената топлинна енергия от бойлерните установки на блоковете и размерът на собствените нужди да са на нивото на отчетните данни за 2018 г. Следва да се отбележи, че климатичният фактор оказва съществено влияние върху прогнозните производствени показатели.

Величина	**Изм.**	**РП 2018-2019**	**РП 2018-2019**	**2018**	**РП 2019-2020**
		Прогноза	*Отчет ценови период*	*Отчет*	*Прогноза НРП*
Производство на ТЕ	*MWh*	*190 000*	*188 485*	*199 371*	*199 425*
ТЕ за технологични СН	*MWh*	*80 000*	*70 874*	*82 425*	*82 425*
ТЕ за реализация	*MWh*	*88 000*	*94 149*	*94 079*	*94 100*

СПРАВКА № 5 - ТИП в преноса

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2018 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период.

Сумарното прогнозното количество реализирана топлоенергия в новия ценови период се базира на отчетните данни за 2018 г. и актуализираната прогноза за

настоящия период (с отчетни данни до м. февруари 2019 г.). Отчитайки ефекта от реализираните мерки за енергийна ефективност при крайното потребление в града, се прогнозира малък спад в потреблението. Очаква се ръстът на потреблението на площадката да продължи, предвид въвеждането в експлоатация на нови обекти на ДП РАО.

С писмо с вх. № Е-14-24-6 от 10.05.2019 г. от дружеството е представило допълнителната информация, изискана с писмо № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за новия ценови период са намалени с 0,05% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР от 13,05% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в резултат на ръста на разходите за ремонт с 90,70%, последвани от разходите за амортизации с намаление от 28,22%, както и разходите за заплати и възнаграждение с 14,31%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 41,21%.

Образуване на цената

Предвид резултатите от текущото наблюдение и анализа на ценовите елементи в заявлението за „АЕЦ Козлодуй" ЕАД Комисията счита, че следва да утвърди следната 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 – 42,18 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 101 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 051 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 010 хил. лв. и променливи – 41 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 120 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 0,62%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94 100 MWh

16. „КОГРИЙН" ООД - гр. ПЪРВОМАЙ

С писмо с вх. № Е-14-68-1 от 03.04.2019 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 не е представено отчетна информация по т. I.2, т. I.5, т. I.9, т. I.10, отчетна информация за 2018 г. с приложени 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 преференциална цена на електрическа енергия – 221,21 лв./MWh, без ДДС.

Така предложената за утвърждаване цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 495,17 лв./knm^3 при 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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.

Производствената програма на когенерационната инсталация е подчинена на програмата на оранжерийните предприятия на площадката.

Производствена програма

Прогнозна програма на когенерационната инсталация на „Когрийн" ООД през новия ценови период:

Производство на електрическа енергия - 29 542 MWh

Електроенергия за собствени нужди - 2 594 MWh

Електроенергия за продажба - 26 948 MWh

Отпусната топлинна енергия - 34 800 MWh

Топлинна енергия за продажба - 34 300 MWh

Инвестиционна и ремонтна програма за 2019 г.

Дружеството не предвижда значителни инвестиционни разходи. Ремонтната програма ще се изразява в текущо поддържане и основен ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика, в зависимост от натрупаните часове в работа 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 31.12.2018 г. са на стойност 10 147 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. Като когенерационната мощност – 6,66 MW на „Когрийн" ООД, е изградена със собствени средства и кредити, отразени в приложените документи.

Приложен е линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма, препоръчана от КЕВР в Указания-НВ за 15 г.

***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 -** задължителни застраховки на оборудване и работна сила; 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.

Като други разходи са отнесени базисни разходи за функциониране на предприятието.

Променливи разходи

Дружеството посочва, че над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Те са формирани при настояща цена на природния газ – 495,17 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% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения 7,51%, съгласно договорите за кредит.*

С писмо с вх. № Е-14-68-3 от 10.05.2019 г. дружеството е представило допълнителна информация относно количествата електрическа енергия за собствени нужди и собствено потребление.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството е прогнозирало аналогично производство на топлинна енергия на отчетеното през предходния ценови период и увеличение на количеството електрическата енергия с 8,66% спрямо отчета за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 22,70% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в резултат на ръста на разходите за ремонт с 50,00%, последвани от разходите за заплати и възнаграждения с 31,75% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 27,36%. Дружеството предвижда намаление на инвестиционните разходи през следващия регулаторен период със 100,00%.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 400 хил. лв. на 350 хил. лв. или с 50 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Финансови разходи“ е коригирана от 194 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 194 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 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

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) – 207,24 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 207,24 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 116,75 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 95,28 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 8 853 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 435 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 410 хил. лв. и променливи – 5 025 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 11 453 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,65%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

С писмо с вх. Е-14-70-3 от 18.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия– 203,25 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена при среднопретеглена цена на природния газ – 511,62 лв./knm^3 (без ДДС), в т.ч.:

- цена на природен газ – 476,85 лв./knm^3;
- цена за пренос – 4,21 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 30,56 лв./knm^3.

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма *– тя е разработена при следните изходни параметри:*

- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 - 3,044 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 - 3,035 MW
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ2 - 0,900 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ2 - 0,972 MW

- 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 2019 г. - 2020 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 31.12.2018 г., в размер на 5 536 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 съществуващия 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 2019 г. – 2020 г., са както следва:

• цена на природен газ:	*- 511,62 лв./knm^3 (без ДДС),*
• разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд)	*- 61 хил. лв.*
• разход за вода	*- 1 хил. лв.*
• разход за ел. енергия	*- 19 хил. лв.*
• разходи за акциз на природен газ	*- 118 хил. лв.*
• разходи за външни услуги	*- 6 хил. лв.*

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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%)	*- 572 хил. лв.*
- разходи за ремонт	*- 555 хил. лв.*
- разходи за заплати	*- 281 хил. лв.*
- разходи за соц. осигуровки	*- 60 хил. лв.*
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност	*- 426 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 рефинансира 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 2019г./2020г. е 4,69%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия за новия ценови период са с 12,30% по-високи от отчетените.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 12,83% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 62,64% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018– 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи

за ремонт със 122,72%, последвани от разходите за заплати и възнаграждения със 101,94% и ръст на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 140,70%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Образуване на цената

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

- разходите за ремонт са коригирани от 555 хил. лв. на 494 хил. лв. или с 61 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 281 хил. лв. на 250 хил. лв., или с 31 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., която авансово е повишена с 10% над утвърдената през 2018 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА" оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,45% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 196,95 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 196,95 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,46 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 913 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 678 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 801 хил. лв. и променливи – 2 877 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 050 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,88%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 050 MWh

18. „Оранжерии Гимел" АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка"

С писмо с вх. Е-14-70-2 от 18.04.2019 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.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия– 199,95 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена при среднопретеглена цена на природния газ – 512,50 лв./knm^3 (без ДДС), в т. ч.:

- цена на природен газ – 476,85 лв./knm^3;
- цена за пренос – 4,21 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 31,44 лв./knm^3.

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е

посочено следното:

1. Производствена програма *– тя е разработена при следните изходни параметри:*

- начална дата на V-ти ценови период - 01.07.2017
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 - 2,679 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 - 2,745 MW
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ2 - 2,192 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ2 - 2,211 MW
- собствена консумация на КГ1 и съп. уредби в работен режим - 130 kW /всеки/
- собствена консумация на КГ2 и съп. уредби в работен режим - 115 kW /всеки/
- собствена консумация на трансформатори и съп. уредби в неработен режим - 8 kW /всеки/;

Работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период - 01.07.2019 - 30.06.2020 г. е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжериен комплекс 200 дка. Производствената програма на ТЕЦ „200 дка“ за периода 2019-2020 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 31.12.2018 г., в размер на 7 998 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 съществуващия 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 часа, 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 часа, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 часа, мониторинг на първите 2000 часа, 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 2019 г. – 2020 г. са, както следва:

• цена на природен газ: 512,50 лв./knm^3 (без ДДС), в т.ч.:
• разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 26 хил. лв.
• разход за вода - 12 хил. лв.
• разход за ел. енергия - 14 хил. лв.
• разходи за акциз на природен газ - 159 хил. лв.
• разходи за външни услуги - 36 хил. лв.

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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%) - 849 хил. лв.
- разходи за ремонт (съгласно описано в ремонтна програма) - 526 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) - 282хил. лв.
- разходи за соц. осигуровки - 55 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 439 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 стартирана 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.

Сумата, касаеща изпълнението на Договорно споразумение 002 и цедирана на „Гимел“ АД, а в последствие с нея предприетото увеличение на капитала е в размер на 3 237 515 лв.

При така зададените изходни параметри нормата на възвръщаемост за 2019г./2020г. е 6,25%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за предходния ценови период са с 4,07% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 3,86% по- ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 46,59% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018– 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 60,25% и ръст на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 118,34%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за ремонт са коригирани от 526 хил. лв. на 468 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 282 хил. лв. на 258 хил. лв., или с 24 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., която авансово е повишена с 10% над утвърдената през 2018 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,45% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 195,66 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 195,66 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,17 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 6 449 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 945 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 064 хил. лв. и променливи – 3 881 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 637 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,84%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 24 831 MWh

<u>19. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“</u>

С писмо с вх. Е-14-73-1 от 12.04.2019 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 допълнително са представени фактури за закупени количества природен газ и електрическа енергия.

Дружеството предлага за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия – 222,56 лв./MWh, без ДДС.

Така предложената за утвърждаване цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена цена на природния газ – 511,55 лв./knm^3 (без ДДС), при калоричност 8 000 kcal/knm^3, която включва:

- цена на природен газ - 476,85 лв./knm^3
- цена за пренос - 4,21 лв./knm^3
- цена за капацитет - 30,49 лв./knm^3

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

Планираните разходи през новия ценови период са съобразно следните условия:

Представена е производствена програма за периода юли 2019 г. – юни 2020 г., в която са посочени прогнозни количества произведена електрическа и топлинна енергия, количество електрическа и топлинна енергия за собствена консумация, продадена електрическа енергия и отпусната топлинна енергия от централата.

Инвестиционна програма

Отчетната стойност на активите, участващи в РБА, е в размер на 6 696 хил. лв.

Натрупаните амортизационни отчисления на активите за периода на ползване към 31.12.2018 г. са 79 хил. лв. – за сгради; 1 998 хил. лв. – за сгради за съоръжения, машини и оборудване.

Посочва се, че включените към ДМА на когенерационната инсталация, част от

съществуващите газопроводи счетоводно са напълно амортизирани през м. април 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Като разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

Дружеството е представило извлечение от инвентарна книга за когенерационна централа към 31.12.2018 г. и извлечение от инвентарна книга за удостоверяване на стойността на използвания газопровод.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя и съгласно условията на договор за превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател от 0 до 59 999 моточаса на двигателя, а именно: общи разходи за ремонт и поддръжка – 108 хил. лв., цена за поддръжка и ремонт за 1 h работа – 18 евро/h.

В цената на поддръжката са включени: 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 са включени смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

Променливите разходи за работа на когенерационната инсталация през първата година - 01.07.2019 г., са изчислени при прогнозна обща цена на природен газ – 511,55 лв./knm^3 (без ДДС).

Променливите разходи са: за природен газ –1 123 хил. лв.; разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 24 хил. лв.(изчислени на база часове работа на двигателя); разход за електрическа енергия - 20 хил. лв.; разходи за акциз на природен газ - 50 хил. лв.

Условно – постоянни разходи

През първата година от дейността на когенерационната система, са заложени следните прогнозни УПР:

Разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) - 411 хил. лв.; разходи за ремонт (съгласно представената ремонтна програма) - 108 хил. лв.; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) - 136 хил. лв.; разходи за социални осигуровки - 27 хил. лв.

Разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 198 хил. лв., в т. ч. разходи за застраховки - 47 хил. лв.; въоръжена и противопожарна охрана - 48 хил. лв.; експертни и одиторски - 39 хил. лв.; разходи за наем - 24 хил. лв.; данъци и такси - 4 хил. лв.; други, описани в Справка № 1 - 36 хил. лв.

При определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала“ от 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 извършеното до момента самоучастие по проекта под формата на инвестиционен кредит. Представена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация и финансовите условия по кредита, като се посочва, че на 27.09.2018 г. е подписан последният Анекс № 14.

Нормата на възвръщаемост на капитала е 4,45%.

С писмо с вх. Е-14-73-2 от 25.04.2019 г. дружеството е представило допълнително

изисканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 24,43% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 24,64% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 2,01% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 11,78%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

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 4,45% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 217,81 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 217,81 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,32 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 266 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 093 хил. лв., от които условно-постоянни – 879 хил. лв. и променливи – 1 214 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 829 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 569 MWh

20. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО" АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2019 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 2018 г. по прилагането на ЕССО;
- обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
- отчетна и прогнозна информация по т. I.5 и II.2 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия– 272,57 лв./MWh, без ДДС.

Изчисленията са извършени при цена на компресиран природен газ – 738,74 лв./knm^3.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството не е представило отчетна информация за новия ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.) на техническите показатели в Приложение № 3, поради което не може да се направи анализ на изменението на отчетените им стойности спрямо прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 34,85% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г.– 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за амортизации с 201,39%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 434 хил. лв. на 100 хил. лв., или с 334 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 ремонт са коригирани от 406 хил. лв. на 384 хил. лв. или с 22 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,58% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 230,23 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 230,23 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 139,74 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 3 344 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 246 хил. лв., от които условно-постоянни – 879 хил. лв. и променливи – 2 367 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 859 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 800 MWh

21. „Нова Пауър" ЕООД

С писмо с вх. № Е-12-00-150 от 01.04.2019 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, част от изисканата с Писмото на КЕВР информация. В придружителното писмо се

посочва, че „Нова Пауър“ ЕООД е нов собственик на съществуваща производствена когенераторна инсталация, находяща се в гр. Сливен, база „Оранжерии“ (ТЕЦ „Оранжериен комплекс“). Дружеството посочва, че не разполага с отчетна информация и анализи за предходен ценови период, поради това, че за първа година подава заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин. Поради същата причина, дружеството не представя и договор за продажба на електрическа енергия и договор за доставка на гориво, чието подписване предстои.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия - 245,58 лв./MWh, без ДДС, която се различава от преференциалната цена, изчислена в Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“.

Изчисленията са направени с цена на природен газ 550,93 лв./knm^3, без ДДС.

Към заявлението не е представена писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи на предложената за определяне цена на електрическа енергия.

С писмо с изх. № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация. С писмо към вх. № Е-12-00-150 от 02.05.2019 г., „Нова Пауър“ ЕООД е уведомило КЕВР, че дружеството не разполага с отчетна информация за 2018 г., поради това, че за първа година подава заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, като заявява, че ще прилага стриктно ЕССО в своята дейност.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Със заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия за новия регулаторен период, подадено от „Нова Пауър“ ЕООД, не е представено попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.) на технико-икономическите показатели и на отделните елементи на УПР, поради което не може да се направи анализ на изменението на отчетените УПР спрямо прогнозните им стойности, както и на техническите параметри.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 398 хил. лв. на 186 хил. лв., или с 212 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 ремонт са коригирани от 194 хил. лв. на 100 хил. лв. или с 94 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции „Разпределение на природен газ“, „Снабдяване с природен газ“, „Акциз“, „Балансиране“ и „Пренос, достъп и осиг. капацитет“ са коригирани от 433 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 433 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 са включени в цената на природния газ.

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” е коригирано количеството електрическа енергия за собствени нужди в производството от 3 029 MWh (20,27%) на 829 MWh (5,55%) с цел недопускане на енергия за собствено потребление да се отчита като собствени нужди на инсталацията.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,435 MW. Централата е съществуващ обект, въведен в експлоатация с разрешение за ползване № ДК-07-ЮИР-3/07.01.2011 г. на ДНСК, за който КЕВР е определяла преференциални цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство, както и е издавала сертификати за произход на тази енергия.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо вх. № Е-12-00-233 от 03.06.2019 г. от „Нова Пауър" ЕООД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

Дружество отбелязва, че притежава производствена инсталация - газов когенератор с обща инсталирана мощност 2,435 MW, а не 3,00 MW, както е указано в проекта на решение. Тази техническа грешка води до неправилно изчисляване на броя работни часове, а от там и на консумацията на гориво.

Техническото състояние на централата е определено като „недобро", което според дружеството се дължи на системното непризнаване от страна на КЕВР на пълния размер на разходите за поддръжка и ремонт през годините, което от своя страна е довело до невъзможност за производство на повече от 2,1 MWh електрическа енергия.

Внимание е обърнато на разходите за гориво за комбинирано производство (природен газ), които са изчислени при цена на природния газ 44,80 лв./MWh в съответствие с решение № Ц-19 от 28.12.2018 г. КЕВР. Централата не разполага с директна връзка с мрежата на „Булгартрансгаз" ЕАД, а се захранва от мрежата на „Газтрейд Сливен" ЕООД, което от своя страна води до заплащане допълнително на компонентите: разпределение на природен газ, снабдяване с природен газ, пренос, достъп и осигурен капацитет и акциз на „Газтрейд Сливен" ЕООД. Поради това дружеството счита, че тези разходи не са дублирани и трябва да се начисляват допълнително върху цената на природния газ.

Несъответствието между калкулацията в Справка № 1 и цената на природния газ в Справка № 4 се дължи на техническа грешка, която дружеството е допуснало при попълване на документите. Като към момента на подаване на заявлението не съществува нормативно определена цена на природен газ 550,93 лв./knm^3, без ДДС, затова настоява да бъдат преизчислени елементите на необходимите приходи на дружеството.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Разходите за гориво са преизчислени при цена на природен газ от 550,93 лв./knm^3, без ДДС, поради допуснатата техническа грешка от страна на дружеството.

Не е коригирана производствената програма на дружеството, както и количеството природен газ.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Нова Пауър" ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 170,52 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 170,52 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 80,03 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 48,10 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 3 096 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 853 хил. лв., от които условно-постоянни – 837 хил. лв. и променливи – 2 016 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 775 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 14 111 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 340 MWh

22. ЧЗП „Румяна Величкова"

С писмо с вх. № Е-14-59-1 от 02.04.2019 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 2019 г.;
- договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него;
- справки с отчетна информация за 2018 г. по прилагането на ЕССО;
- отчетна и прогнозна информация по т. I.5 и II.2 от Писмото на КЕВР.

Дружеството предлага за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 140,01 лв./MWh, без ДДС, с включена добавка – 8,00 лв./MWh.

Предложената за определяне цена на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 475,96 лв./knm^3, без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация. Същата е представена с писмо с вх. № Е-14-59-1 от 30.04.2019 г.

В представената от ЧЗП „Румяна Величкова" обяснителна записка към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия се посочва следното:

Когенераторът, тип „BHKW JMS 612 GS-N.LC", производство на „Йембахер" – Австрия, с инсталирана електрическа мощност N_{el} = 1 850 kW и топлинна мощност 1 820 kW е изграден в оранжерията на ЧЗП „Румяна Величкова" в с. Трудовец, Ботевградско, и 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 2018 г. когенераторът е работил 3 752 h, като е произведена 6 950 MWh електрическа енергия и е опусната 7 191 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

През 2019 г. се предвижда оранжерията да работи при януарско разсаждане и рекултивация през летните месеци и производство до края на годината, така се очаква когенераторът през следващия експлоатационен период да работи около 4 550 h.

Производствената програма на когенератора се очаква да бъде:

	2018 г.	2019 г.
• *Електрическа енергия бруто, MWh.....*	*6950*	*8420*
• *Електроенергия за собствени нужди.....*	*430*	*600*
• *Електроенергия нето, в т.ч:.....*	*6520*	*7820*
- Собствено потребление	*430*	*600*
- Продажби на потребители.....	*0*	*0*
- Продажби на ЕРД.....	*6520*	*7820*
• *Топлинна енергия за консумация в оранжерията.....*	*7191*	*8740*

2. Разход на гориво

Електрическия КПД на инсталацията през годините е около 40%, а икономията на първична енергия е около и над 20%. За следващия регулаторен период дружеството предлага специфичен разход на гориво, еднакъв с този, постигнат през 2018 г.

3. Амортизационни отчисления

Дружеството заявява, че инвестиционните разходи за когенераторната инсталация под 600 euro/kW, практически са най-ниски в България, като същевременно други газобутални системи с подобна инсталирана електрическа мощност имат признати от КЕВР значително по-високи инвестиционни разходи, поради което получават по-високи амортизационни отчисления, респективно по-високи преференциални цени.

Дружеството е приложило списък на дълготрайни материални активи и тяхната отчетна стойност към 31.12.2018 г.

4. Разходи за труд

ЧЗП „Румяна Величкова“ посочва, че се стреми да разходва минимално количество труд за експлоатацията на когенерационната инсталация.

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 2018 г.

5. Разходи за ремонти

През 2018 г. е извършен текущ ремонт на когенерационната инсталация в съответствие с изработените 16 000 h след основен ремонт, както и ремонт на генератора в „Енергоремонт Варна“ , турбокомпресора, цилиндри 1 и 2, на обща стойност 76 хил. лв.

През 2019 г. ще се извърши текущ ремонт и поддържане на когенерационната инсталация, която се предвижда на всеки 2000 h на агрегата – 16 000, 18 000 h и 20 000 h експлоатация, съгласно спесификацията на сервизната компания.

6. Други разходи

Другите разходи включват обичайните разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, масло за доливане и смяна и на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, ел. 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 2017 г. и 2018 г. 100% от произведената от комбинирания модул топлинна енергия е използвана за производство на растителна земеделска продукция.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 29,43% по-ниски количества на произведената електрическа енергия и по- ниски с 36,01% на топлинната енергия спрямо

новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са по- ниски с 28,44%, а за топлинна енергия с гореща вода с 36,01% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило незначително увеличение на общата стойност на УПР с 0,28% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за амортизации с 60,24%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи" разходите за амортизации в производството са намалени от 133 хил. лв. на 40 хил. лв. или с 93 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;

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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-59-2 от 04.06.2019 г. от ЧЗП „Румяна Величкова" е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

Дружеството е отправило искане за включване на допълнителни разходи за достъп до електропреносната мрежа, които не са включени в цената на високоефективната електрическа енергия.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп и/или пренос не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

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) – 142,68 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 142,68 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 52,19 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 498 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 448 хил. лв., от които условно-постоянни – 298 хил. лв. и променливи – 1 150 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 653 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 820 MWh

23. „Алт Ко" АД

С писмо с вх. № Е-14-58-1 от 12.04.2019 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 следното: отчетна и прогнозна информация съответно по т. I.5 и т.II.2, копия на действащ договор за изкупуване на електрическа енергия, инвестиционна и ремонтна програми за 2018 г. и за периода 2018 г. - 2019 г.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия - 168,52 лв./MWh, без ДДС.

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 509,99 лв./knm^3 (без ДДС) с калоричност 8 150 kcal/knm^3;

Към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия е представена обяснителна записка, в която е посочено следното:

Общата инсталирана мощност на централата е 1,85 MWh.

Амортизационните разходи са приети на база утвърдените от КЕВР в предходните регулаторни периоди.

Условно-постоянните разходи са приети въз основа на реално отчетените за 2018 г. и за предходния регулаторен период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), доколкото производството е идентично с това през цитираните периоди. Дружеството посочва, че централата има договор за техническа поддръжка (текущ ремонт) с „Филтър“ ООД, предоставен на КЕВР в предишни регулаторни периоди.

По отношение изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ централата подава цялата произведена топлина за отглеждане на растителна продукция в оранжерия.

Разстоянието между централата и консуматорите на топлина е малко, поради което в предложението за преференциална цена не са включени разходи за технологични загуби при пренос.

Изчисленията в приложение № 5 са направени с калоричност 10,545 kcal/knm^3, каквато е определена от „Булгартрансгаз“ ЕАД за м. април 2019 г.

Централата не е включена в системата за контрол и отчитане на емисии парникови газове, респективно в разходите не са предвидени такива за закупуване на парникови емисии.

С писмо с вх. Е-14-58-2 от 07.05.2019 г. дружеството е представило допълнително изисканата информация с писмо с изх. № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 2,63% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 1,17% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 6,48% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на намалените разходи за заплати и възнаграждения с 16,28%, разходи за ремонт с 11,11% при ръст на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 7,02%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за амортизация са коригирани от 271 хил. лв. на 265 хил. лв. или с 6

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 175 хил. лв., или с 5 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 160 хил. лв., увеличена с до 10%, 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.

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) – 174,89 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 174,89 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 84,40 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 748 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 642 хил. лв., от които условно-постоянни – 653 хил. лв. и променливи – 989 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 364 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 930 MWh

<u>24. „Брикел” ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-31-5 от 01.04.2019 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 приложен одитиран годишен финансов отчет за 2018 г., отчетни справки за 2018 г. по ЕССО и информация по т. II.8. от Писмото на КЕВР.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 234,47 лв./MWh.

2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66,78 лв./MWh.

Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглищата – 84,50 лв./t с калоричност 2 398 kcal/kg;
- цена на мазут – 805,98 лв./t с калоричност 9500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 24,15 лв./t с калоричност 3216 kcal/kg.

Изчислените цени на енергия в ценовия модел са по-ниски от предложените за утвърждаване.

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 6% повече от отчетената и е в размер на 1 716 622 MWh.

Предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото на отчетния период.

Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 4 352 MWh или 25,14%.

Количеството електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. е изчислено 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 отчетния период възлиза на 577 601 MWh, а за новия ценови период се планира да бъдат произведени 620 450 MWh.

В производствената програма на „Брикел“ ЕАД през 2018 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 393 254 MWh. За периода 2019 г. -2020 г. е планирано това количество, което ще се реализира при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ да е в размер на 430 000 MWh.

Към момента между „Брикел” ЕАД и „Гранд енерджи дистрибюшън” ЕООД има действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени. Също така между „Брикел” ЕАД и фонд „СЕС” е подписан договор за компенсиране с премии по чл. 162а от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2018 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 27,15%, спрямо отчетените през базовата 2018 г. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т. 5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза):

Ремонтната програма на дружеството е частично отложена и удължена във времето, поради намалено производство и недостиг на средства от увеличените разходи на дружеството. Следствие на аварийност дружеството е увеличило разходите за балансиране, а поради увеличение на цените на парниковите газове са увеличени и разходите за закупуване на емисии.

Поради изложените причини, от одобрените 3 461 хил. лв. за ремонти през периода 2018 г. - 2019 г., общата стойност на отчетените разходи през 2018 г. възлизат на 1 246 хил. лв.

Основните ремонти на турбогенератор № 2 и парогенератор № 2 са отложени за 2019 г., поради невъзможността за осигуряване на средства.

През ценови период 07.2019 г. - 06.2020 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 3 046 хил. лв., изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание дългия срок на експлоатация на съоръженията, липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди 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 на дружеството 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 продължава да се изпълнява и през новия регулаторния период.

Отчетът се отнася за извършените разходи за инвестиции на база фактически констатации по проекти, включени в Националния план за инвестиции(НПИ) на Република България за периода 2013 г. – 2020 г. и проекти, заложени в бизнес-плана на „Брикел" ЕАД.

Преимуществено инвестиционната програма на ТЕЦ „Брикел" ЕАД е насочена към проекти за рехабилитация и модернизация на основно енергийно оборудване, чиято реализация ще допринесе за намаляване на емисиите на парникови газове по икономически ефективен начин, и в тази връзка съгласно утвърдения НПИ, свързан с дерогацията по чл.10в от Директива 2003/87/ЕО, и съобщение на Европейската комисия 2011/С99/03. „Брикел" ЕАД изпълнява планираните инвестиционни проекти, с крайни срокове за реализация в периода 2013 г. – 2020 г.

Общата изразходвана сума за 2018 г. за инвестиции е 8982 хил. лв., реализирани по 9 инвестиционни проекта, 6 от които са включени в НПИ.

Пет от тях са закрити през ноември 2018 г. и със стойността на отчетените инвестиционни разходи по тях са формирани нови ДМА. 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 изпълнените проекти в размер на 705 хил. лв.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2018 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 195 697 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. оборотният капитал за производство е в размер на 19 106 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 19 083 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия - 23 хил. лв.

Норма на възвръщаемост

Използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ – съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2018 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. разходите за амортизации са на нивото на 2018 г., увеличени с годишната амортизационна норма на закритите проекти по НПИ.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2018 г. възлизат на 12 444 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 9 892 хил. лв. и за осигуровки 2 552 хил. лв. За новия ценови период са завишени разходите за заплати на 11 376 хил. лв. и 2935 хил. лв. за осигуровки.

Дружеството счита, че увеличение с 15% спрямо базисната година би позволило частично наваксване на изоставането в размера на възнаграждението на работниците и служителите. Отчетената средна работна заплата в дружеството през базисната 2018 г. е с над 30% по-ниска от средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2017 г. в отрасъл „Енергетика“, която е в размер на 1 769 лв.

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 2018 г. с 2% на 6 156 хил. лв.

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Дружеството счита, че отчетеният от НСИ ръст на инфлацията също ще доведе до увеличаване на УПР, като увеличение на разходите за горива, за служебни карти и пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н.

Разходите за работно облекло са заложени според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства..

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи

В променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване- мазут, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия, депониране на пепелина и др.

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2018 г.

Основно гориво

Въглища *- за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. дружеството планира горивният микс за ТЕЦ да се състои от четири компонента:*

- сурови въглища, доставяни директно от производител без обработка (лигнитни въглища от „Мини Марица Изток” ЕАД);

При определяне на разходите за гориво са взети предвид увеличените от „Мини Марица изток“ ЕАД транспортни и маневрени такси.

- обогатени енергийни въглища – 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 налага изчисляване на 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.

- НКЕГ - с цел подобряване на екологичната обстановка в района се предвижда доставка и на нискосернисто гориво.

Дружеството прилага справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2018 г., от където е видно, че цената на микса е 84,50 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2 398 kcal/kg.

Гориво за разпалване (*мазут) – разходите за мазут са запазени на нивото на 2018 г.*

***Биомаса** – Поради постоянно увеличаващата се цена на борсовите цени на квоти парникови газове, с едновременно намаляващите количества на безвъзмездно предоставените такива по различни програми през новия период, също се предвижда доставки и на биомаса. Договорената цена с доставчика е 24,15 лв./$t_{нг}$.*

Разходите за въглища през новия ценови период спрямо 2018 г. са с 159 750 t повече, поради очакваното по-голямо производство на електрическа и топлинна енергия. Дружеството предвижда, подобряването на работата да доведе до по-ниски специфични разходи на гориво.

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 286 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
12 864 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 съответстващи на увеличената производствена програма, а цените - на база постигнатите резултати за 2018 г.

„Разходите за консумативи“ - за новия ценови период възлизат на 1 292 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 2018 г., пропорционално на производствената програма за новия период.

„Разходите за външни услуги“ за новия ценови период възлизат на 710 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, с цел намаляване на емитираните количества.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии въглероден диоксид за 2018 г., а за прогнозния период – на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма. От емисиите CO_2 са приспаднати безплатните квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл.10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО), както и предвидените квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната директива за съответния период.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво, които за отделните горива са определени въз основа на лабораторни измервания.

На база утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата, средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период (947 603 t въглища и 1 010 t мазут) е изчислено общото количество отделени емисии през прогнозния период в размер на 681 325 t (677 670 t от въглища и 4 055 t от мазут).

Дружеството на база отпуснатите безплатни квоти по чл. 10в, (параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО) за 2018 г. в размер на 153 409 t и безплатни квоти за производство на топлинна енергия в размер на 161 362 t, ползвани през 2018 г., но отпуснати за 2019 г., по този начин е изчислен размерът на безплатните квоти през 2018 г.

На база отпуснатите безплатни квоти за емисии CO_2 за инвестиции за 2019 г. в размер на 80 681 t, а за 2020 г. в размер на 0,00 t, и безплатни квоти за производство на топлинна енергия за 2020 г. в размер на 121 445 t, които ще бъдат ползвани за 2019 г., изчислената стойност на безплатните квоти през новия ценови период е в размер на 101 064 t (80 681 t/2+121 445 t/2).

Изчислено е прогнозното количество необходими за закупуване от дружеството емисии CO_2 в размер на 580 261 t (681 325 t – 101 064 t).

С писмо с вх. Е-14-31-5 от 02.05.2019 г. дружеството е представило допълнително изисканата информация с писмо № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 11,70% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 6,12% намаление на топлинната енергия с водна пара.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода се запазват същите спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 7,66% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на ръста на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 98,19%. Дружеството предвижда намаление на прогнозните разходи за инвестиции през следващия регулаторен период с 8,30%.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за ремонт са коригирани от 3 046 хил. лв. на 1 246 хил. лв. или с 1 800 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 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 2018 г., както и значителното неизпълнение на

ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 3 461 хил. лв;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 1 246 хил. лв, съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 11 376 хил. лв. на 10 886 хил. лв., или с 490 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 9 892 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 3 290 хил. лв. на 3 190 хил. лв., или със 100 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 2 898 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за съдебни разходи в производството са коригирани от 1 917 хил. лв. на 17 хил. лв., или с 1 900 хил. лв., като неприсъщи разходи за лицензионната дейност на дружеството. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход.

- допълнително добавената разходна позиция „други в други“ е коригирана от 419 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 419 хил. лв., като неприсъщи и немотивирани 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 за закупена енергия са коригирани от 12 864 хил. лв. на 11 976 хил. лв. или с 888 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2018 г., съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 28 372 хил. лв. на 13 028 хил. лв. или с 15 344 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 266 552 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 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 пропроционално на отчетените количества горива през базисната година, в съответствие с променената производствена програма за новия ценови период;

- 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-31-7 от 04.06.2019 г. **„Брикел“ ЕАД** е представило следното възражение по Доклада:

1. Корекцията на разходите за ремонт в производството са коригирани от 3 046 хил. лв. на 1 246 хил. лв. или с 1 800 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г. Дружеството посочва, че отчетената през 2018 г. стойност на извършените ремонти изглежда, като значително неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, но всъщност се съпоставят два различни периода: календарната 2018 г. с разход за

ремонт в размер на 1 246 хил. лв. и периода 07.2018 г. - 06.2019 г. с планирани разходи 3 461 хил. лв. Също така е необективно и в разрез с принципа за възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността на енергийното предприятие, при изчисляване на себестойността на произвежданата от дружеството енергия, да бъдат вземани предвид само част от необходимите разходи за поддръжка и ремонт на съоръженията.

В приложения към заявление № Е-14-31-5 от 01.04.2019 г. на „Брикел“ ЕАД отчет на регулаторния ценови период 07.2018 - 06.2019 г. отчетените разходи за ремонт възлизат на 1 750 хил. лв., което, въпреки че е наполовина от първоначално заложения ремонтен бюджет, все пак е далеч над коригираната сума, отразена в Доклада.

С решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. КЕВР е одобрила на дружеството квота в размер на 460 000 MWh електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, с необходими годишни приходи - 142 404 хил. лв. Поради повишената през периода аварийност са отчетени едва 381 223 MWh електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство или със 78 777 MWh по-малко от заложеното количество. Този недостиг в производството на електрическа енергия (от 78 777 MWh), автоматично води до рязко намаляване на приходите на дружеството, които при цена 148,01 лв./MWh са намалели с 11 659 784 лв. Горното обстоятелство, според дружеството, е причина да не бъдат изпълнени планираните ремонтни дейности и съответно да бъдат отчетени по-малко разходи.

Дружеството е приложило поименен списък на обектите за ремонт, обосновани и оформени в ремонтна програма за периода 07.2019 - 06.2020 г. в документите към заявление № Е-14-31-5 от 01.04.2019 г. Източникът на финансиране на предвидените разходи за ремонт са средствата, които дружеството ще генерира като приходи при изпълнение на производствената си програма, но поради непризнаване на необходимите разходи от страна на КЕВР, ремонтната програма на централата се отлага и удължава във времето, поради генерирани по-малко приходи.

Новото намаление на разходите за ремонт, което е в размер на 59% намаление на планираните дейности, поставя дружество пред риск не само от висока аварийност, но и от мащабна промишлена авария, която може да доведе до тежки последствия. Работещите в „Брикел“ ЕАД са над 1 300 души, което го прави един от най-големите работодатели в комплекса „Марица Изток“. Ако тенденциозното свиване на средствата за осъществяване на дейността на дружеството продължи, това ще доведе до спирането на дейността му, което от своя страна ще причини тежка социална криза в гр. Гълъбово и региона.

Корекцията на разходите за ремонт, за заплати и осигуровки, променливи разходи, не позволява на дружеството нито извършването на необходимите дейности за ремонт и поддръжка на съоръженията в изправност, нито се дава възможност за увеличаване на производството или на числеността на персонала, чрез който да бъдат извършвани дейности по поддръжката. Дружеството смята, че така извършената корекция на разходите за ремонт в производството от 3 046 хил. лв. на 1 246 хил. лв. ще лиши предприятието от възможност да осигури финансов и организационен ресурс за изпълнение на неотложни ремонтни дейности, което ще задълбочи проблемите с аварийността в дружеството, тъй като отново няма да бъде изпълнена планираната ремонтна програма и дружеството ще реализира по-малко приходи вследствие на неизпълнение на производствената програма. Подобно свиване на разходите за ремонт изправя дружеството пред реален риск за продължаване огромната аварийност на съоръженията и тежка промишлена авария.

2. Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 11 376 хил. лв. на 10 886 хил. лв., или с 490 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 9 892 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

Разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 3 290 хил. лв. на 3 190 хил. лв. или със 100 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 2 898 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3

от общия подход.

Дружеството посочва, че заложените разходи за работна заплата и осигуровки са увеличени спрямо базисната година с 15%. Отчетената в „Брикел“ ЕАД средна работна заплата през базисната 2018 г. изостава с над 30% в сравнение със средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2017 г. в отрасъл „Енергетика“, която е в размер на 1 769 лв., съгласно данни на НСИ, посочено в т. 1.3. от Общия подход на Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г., а в Доклада е отбелязано, че за 2018 г. тя е нараснала до 1 846 лв. Увеличението на минималната работна заплата от 01.2019 г. с 9% от 510 лв. на 560 лв. също води до чувствителен ръст на разходите на дружеството.

В т. 1.3. от общия подход, по отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски и социални разходи е допуснато увеличение на стойностите до 10%, дружеството счита, че то не отчита състоянието на пазара на труда в региона на комплекса „Марица-изток“. Приетите 10% няма да позволят достигане на конкурентноспособност на пазара на труда, тъй като поемат само повишението на минималната работна заплата, но не и наваксване на изоставането от средната заплата в отрасъла. Дружеството счита, че увеличение с 15% спрямо базисната година би позволило частично наваксване на огромното изоставане в размера на възнаграждението на работниците и служителите.

3. Съдебните разходи в производството са коригирани от 1 917 хил. лв. на 17 хил. лв., или с 1 900 хил. лв., като неприсъщи разходи за лицензионната дейност на дружеството. Имущественият интерес по делата, които дружеството води за събиране на вземанията си от длъжници на топлофикация и по облигационни правоотношения, е пренебрежимо нисък, сравнен с имуществения интерес на делата, свързани конкретно с разходи, пряко касаещи основната, лицензионна дейност на дружеството. Лицензионната дейност на „Брикел“ ЕАД включва производство, както на топлинна, така и на електрическа енергия и делата, по които са начислени представените пред Комисията разходи са свързани именно с производството на електрическа енергия. Тези дела са образувани основно по претенции за изплащане на обезщетения за загуби и пропуснати от дружеството ползи, възникнали вследствие на неправомерно поведение на регулаторни органи, държавни, общински и частноправни органи и организации, администриране на дейността на дружеството, при което се явяват в пряка връзка с тази дейност. Освен изложеното по - горе, т. 1 от общия подход не третира съдебните разходи като неприсъща дейност.

4. Разходите „други в други“ са коригирана от 419 хил. лв. на 0 хил. лв., като неприсъщи и немотивирани разходи. Дружеството посочва, че при изготвянето на справка № 1 „Разходи“, освен попълнените наименования на разходи в точки от 5.1. до 5.22., са оставени и осем празни позиции - точки от 5.23. до 5.30., именно с цел допълване на видове разходи, които не са изброени в предходните 22 реда. В посочените позиции „други в други“ са осчетоводени множество разходи с разнороден предмет. Например в „други в други“ влизат:

- членски внос във връзка с изпълнение на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на съвета относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия (REMIT), чрез приложението Централен европейски регистър на участниците на енергийния пазар (Centralised European Register of Energy Market Participants, CEREMP), създадено от ACER, разходи за обучение, разходи с касов бон и др.

Разшифровката на разходите показва, че те са присъщи разходи, извършени от дружеството. Разходите, отразени в реда „такса събрано инкасо“, „други разходи и услуги“, „други материали“ и „други в други“ са изнесени в допълнителни редове, именно защото не са посочени в останалите групи разходи по т.5.1. до т.5.22.

5. Разходите за закупена енергия са коригирани от 12 864 хил. лв. на 11 976 хил. лв. или с 888 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2018 г., съгласно т. 1 от общия подход.

Дружеството подчертава, че съгласно т. 10 от §1 на ДР на НРЦЕЕ „Променливи

разходи“ са тези разходи, чиято стойност се променя в зависимост от количествата произведена, пренесена или продадена енергия. Дружеството залага увеличение на производствената програма за новия ценови период, като брутното производство на електрическа енергия ще се увеличи със 7% от 577 601 MWh за базовата година на 620 450 MWh за новия ценови период, а отпуснатата топлинна енергия от съоръженията общо, ще се увеличи с 6% от 1 612 427 MWh за базовата година на 1 716 622 MWh, за новия ценови период. След като променливите разходи възникват вследствие дейността на дружеството по производство на електрическа и топлинна енергия, то те са присъщи и икономически обосновани. Непризнаването на присъщи и необходими разходи, респективно невключването им в цената, се отразява в непълно възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността и в намаление на утвърдената възвращаемост, което е в нарушение на чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ. В този смисъл е и Решение №16269 от 27.12.2018г. на Върховния административен съд.

Разходите за закупена енергия, консумативи и външни услуги са изчислени съгласно разходни норми на съоръженията и увеличението е продиктувано от увеличението на количеството изгорено гориво, увеличените количества димни газове за очистване, увеличеното количество вода за пречистване, увеличаването на количествата на използваните за пречистване на газовете и водите консумативи и т.н. вследствие на завишената работа на парогенераторите.

Дружеството смята, че противоречие възниква от обстоятелството, че Комисията приема увеличаването на производствената програма за следващия регулаторен период, а в същото време залага променливи разходи, съответстващи на производство равняващо се на 2018 г.

6. Разходите за емисии парникови газове са коригирани от 28 372 хил. лв. на 13 028 хил. лв. или с 15 344 хил. лв. Тъй като Комисията не е дала конкретни указания за начина на изчисляване на количествата на CO_2, разходите за закупуване на квоти парникови газове са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии въглероден диоксид за 2018 г., а за прогнозния период - на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма. От емисиите CO_2 са приспаднати безплатните квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл.10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО), както и предвидените квоти срещу инвестиции по чл.10в от цитираната директива за съответния период.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво, които за отделните горива са определени въз основа на лабораторни измервания, представени в табличен вид.

Общо емитираните емисии за 2018 г. са 475 689 t CO_2.

На база утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (защитена изчислителна таблица на Excel, с нанесени формули за изчисление) средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2019 - 30.06.2020 г. в размер на 947 603 t въглища и 1 010 t мазут, е изчислено общото количество отделени емисии през прогнозния период в размер на 681 325 t (677 670 t от въглища и 4 055 t от мазут).

На база отпуснатите безплатни квоти по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО за 2019 г. в размер на 153 409 t, ползвани през 2018, но отпуснати за 2019 г. и безплатни квоти по чл. 10в от Директивата в размер на 106 681 t. (Предвидени в НПИ - 161 362 t и намалени с 54 681 t с писмо изх. № Е-26-Б-271 от 19.04.2019 г. на Министерство на енергетиката), е изчислен размерът на безплатните квоти през 2018 г.

На база отпуснатите безплатни квоти за емисии CO_2 (чл. 10в, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО), за инвестиции за 2019 г. в размер на 80 681 t, а за 2020 в размер на 0 t, и безплатни квоти за производство на топлинна енергия за 2020 г. в размер на 121 445 t, които ще бъдат ползвани за 2019 г. е изчислена стойността на безплатните квоти през ценовия период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. в размер на 101 064 t (80 681 т/ 2+121 445 t /2).

Изчислено е прогнозното количество необходими за закупуване от дружеството квоти за емисии CO_2 в размер на 580 261 т (681 325 t - 101 064 t).

Необходимите за закупуване 580 261 t емисии CO_2, умножени по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t формират разхода от 28 372 хил. лв. за емисии CO_2 за прогнозния период.

При установено намаляване на безплатните квоти разходите на дружеството за закупуване на квоти при борсови цени ще се увеличат.

Признаването на тези разходи за емисии в по-малък размер от икономически обоснования ще рефлектира под формата на намаление на годишните необходими приходи и ще доведе до реализиране на по-ниска възвращаемост, както и до допълнителни разходи за използвания ресурс за финансирането им. Вземайки предвид приложимия метод на регулиране „Норма на възвращаемост на капитала“, при който цените се утвърждават за бъдещ прогнозен регулаторен период, всички ценообразуващи елементи следва да са прогнозни и да се отнасят за периода, за който се утвърждават цените. Всички икономически обосновани разходи, в т.ч. и разходите за закупуване на необходими квоти за емисии парникови газове следва да бъдат включвани в цените на енергията за периода, за който се отнасят, в противен случай се получава изместване на разходи, които да бъдат заплащани от клиентите през период, към който тези разходи не са относими. В този смисъл се получава натрупване на разходи, които ако не бъдат компенсирани остават за сметка на топлофикационните дружества и формират загуби за тях - директно или косвено, намалявайки утвърдената им възвръщаемост в разрез с принципа за възвръщаемост на капитала.

Докладът е в нарушение на разпоредбата на чл. 47, ал. 3 от Закон за ограничаване изменението на климата, понеже не се отчита задължението на дружеството да предаде определено количество емисии, отделени от инсталацията през предходната година, които представляват разходи, присъщи на лицензионната дейност на дружеството и относими към регулаторния период. Също така нарушава и изискването на чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ цените да са основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им.

7. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 10,88% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход. Дружеството смята, че прилагането на този общ подход за ползване на пазарна информация към края на базисната година не отчита факта, че кредитите, отпуснати на дружеството са усвоени в предходни периоди, когато лихвените нива са били значително по-високи и че кредитополучателите не разполагат с правната възможност да предоговарят ежегодно лихвените проценти по получените кредити. Сключените договори за кредити датират от 2006 г. и 2010 г. и са със срок на ползване - 30.12.2024 г. Съгласно статистическите данни на БНБ за пазарните нива на лихвения процент по години и месеци, средният лихвен процент за 2010 г. е 10,16%. Действащите договори, с които „Брикел“ ЕАД е обвързан, са със среден лихвен процент 10,88%. Достигнатият договорен лихвен процент е бил оптимален за двете страни. Дружеството счита, че използваният подход не съответства на метода за регулиране „норма на възвращаемост“, тъй като непризнаването в реални размери на лихвите по кредитите като разходи по привлечения капитал, които да съответстват на сключените договори за кредит, ще формира загуби за дружеството. Извършената корекция е в разрез с правилото, уредено в чл. 31, т. 4 от ЗЕ, формираните от КЕВР цени на енергийните предприятия да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост, както и с принципа за възстановяване па икономически обоснованите разходи за дейността на енергийното предприятие, регламентиран в чл. 31, т. 2 от ЗЕ, който следва да бъде прилаган при извършване на ценово регулиране.

8. Разходи за достъп до електропреносната мрежа

Дружеството счита, че този допълнителен разход, който ще се яви като задължение през новия ценови период е редно да бъде взет предвид от Комисията и при утвърждаване на цени в сектор „Топлоенергетика“. Необходимо е да се намери механизъм за включването му към променливите разходи, които са относими към електрическата

енергия при определяне на цената ѝ.

9. Компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ

Дружеството има искане за компенсации по Националния план за инвестиции (НПИ) – разходи за доплащане при промяна на цената по НПИ. В заявлението си дружеството посочва, че „Брикел“ ЕАД е включено в НПИ и е очаквало да получи безвъзмездно част от количества квоти за емисии на парникови газове, като за 2018 г. е очаквало да завери 161 362 квоти по чл.10в от Директива 2003/87/ЕО.

На 23.04.2019 г. в дружеството е постъпило писмо от Министерството на енергетиката с изх. № Е-26-Б-271 от 19.04.2019 г. относно ново разпределение за 2018 г. на безплатни квоти на парникови газове по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО. С писмото е уведомено, че Министерството на енергетиката е преизчислило посочените в годишния доклад на министъра на енергетиката до Европейската комисия разпределени безплатни квоти на парникови газове по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО в размер от 161 362 квоти на 106 681 квоти. Разликата от 54 681 квоти се е явила като допълнително количество квоти, които дружеството е било принудено да закупи в срок до 30 април 2019 г., за да изпълни задълженията по чл. 48, ал. 1 от Закона за ограничаване изменението на климата, а именно: „Операторите на инсталации, притежаващи разрешително за емисии на парникови газове, и авиационните оператори са длъжни до 30 април всяка година да предадат определен брой квоти, равняващи се на общото количество емисии, отделени от инсталацията, или в резултат на авиационните дейности през предходната година, верифицирани в съответствие с наредбата по чл. 5, т. 2 или определени в резултат на консервативна оценка на емисии съгласно чл. 70 от Регламент (ЕС) No601/2012“. С писмо с вх. № Е-14-31-5 от 20.05.2019 г. „Брикел“ ЕАД е информирала Комисията за предприемане на мерки за компенсиране на разходите.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт в производството не се приема. Общата стойност на разходите за ремонт се запазва на нивото на отчетената стойност за базисната 2018 г. Голямото неизпълнение на този разход през изминалия ценови период е основание за запазване на нивото на разхода.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за заплати и възнаграждения не се приема. Корекцията е до нивото на отчетената стойност през 2018 г., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход. Текущото финансово състояние на дружеството и натискът върху цените на енергия от повишените цени на емисиите, не позволяват драстични увеличения на разходите.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на съдебни разходи в производството не се приема. Комисията приема за мотивирани разходите за съдебни дела на топлофикационните дружества, които се водят с клиенти на топлинна енергия, с оглед на по-успешно събиране на вземанията си. В конкретния случай високият разход за съдебни разноски, възникващ в производството, е необоснован.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи „други в други“ не се приема. Представената от дружеството обосновка не доказва необходимостта от коригираната стойност.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за закупена енергия се приема. Коригирана е отчетената стойност през базисната година с процента на нарастване на произведената енергия.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за емисии парникови газове се приема частично.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 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 1.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на

ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор: за въглища - 90,50 t $C0_2$/TJ, за мазут - 77,4 t $C0_2$/TJ
2. Долна топлина на изгаряне: за въглища 8,751599 GJ/t, за мазут - 40,0 GJ/t
3. Коефициент на окисление: за въглища – 90,24%, за мазут – 100%
4. Емитирани $C0_2$ - 608 922 t (604 867 + 4 055)

Въз основа на отчетените количества електрическа енергия за 2018 г. и прогнозните количества за новия ценови период е изчислен коефициент, с който се определят прогнозните количества горива спрямо отчетените такива за 2018 г.

1,07419 = 620 450 MWh / 577 601 MWh

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са:

въглища - 846 301 t и мазут - 1 310 t

Безплатни квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) - 137 427 t CO_2 (2019+2020)/2.

Предвидени квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната директива за 2019 г./2 - 76 560 t CO_2

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 394 935 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 394 935 t X 48,9 = 19 312 хил. лв.

7. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 10,88% на 3,57% възражението на дружеството не се приема.

Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т.ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят

лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

8. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп и/или пренос не се приема, тъй като съгласно чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

9. Възражението на дружеството относно компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ не се приема.

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) – 175,94 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 175,94 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,45 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 69,56 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 148 657 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 140 667 хил. лв., от които условно-постоянни – 27 918 хил. лв. и променливи – 112 749 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 113 168 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,06%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 452 000 MWh, в т. ч. собственото потребление – 24 554 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 12 962 MWh

<u>25. „Солвей Соди" АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-78-3 от 02.04.2019 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 информацията по т. II.8 и одитиран годишен финансов отчет за 2018 г.

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

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 365,14 лв./MWh.
2. Цена на топлинна енергия с водна пара - 36,22 лв./MWh;

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без акциз, пренос, достъп и ДДС):

- цена на въглищата – 138,84 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/;
- цена на газьол - 1208,10 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/ kg.

Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи

1. Производствена програма за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Основен консуматор на топлинна енергия е „Солвей Соди“ АД, като не се очакват промени за 2019 г. Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период е базирано на заявената консумация на топлинна енергия за производство на калцинирана сода и на бикарбонат от „Солвей Соди“ АД.

2. Условно-постоянните 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 - *определят се 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 - *определят се 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 - *прогнозират се на база статистическа информация от предходни периоди. Компонентите, които правят изключение са:*

„Съдебни разходи“ - повишението на разходите с 95 хил. лв. се дължи на очакваните плащания по съдебни дела, които води дружеството;

„Служебни карти и пътувания“ - повишението с 62 хил. лв. се дължи на новосключените договори с две фирми, които осигуряват по-качествена услуга за персонала.

3. Цени на твърдите горива за прогнозния регулаторен период *са определени съгласно указанията на Комисията, като средно претеглена стойност на складови наличности към 01.03.2019 г. и средно претеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ 1,74347 лв./USD, валиден към 29.03.2019 г.*

4. Разходите за горива, вода и консумативи *се определят на база заявена необходимост от топлинна енергия от консуматорите и съответната ефективност на отделните инсталации прогнозната консумация на топлинна енергия се определя на годишна база, като на всяко тримесечие и ежемесечно прогнозите се обновяват за съответния период.*

5. Разходи за емисии на парникови газове (CO_2) за предстоящия ценови период *са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма, и количеството безплатни квоти за емисии, които получава дружеството и при цена 22 евро/t CO_2.*

С писмо с вх. № Е-14-78-3 от 08.05.2019 г. дружеството е представило допълнително изисканата информация с писмо № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 0,55% по-високи количества на произведената електрическа енергия и с 1,43% по-ниски количества на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са по-високи с 5,46%, а за топлинна енергия с пара са с 1,41% по-ниски спрямо прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,69% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 42,95%. Дружеството предвижда намаление на общата стойност на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 67,46%.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 4 978 хил. лв. на 4 094 хил. лв. или с 884 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- общата стойност на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 7 942 хил. лв. на 1 245 хил. лв., или с 6 697 хил. лв., като за описаните по-долу позиции разходът е коригиран изцяло или коригиран до отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход и поради 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, както следва:

- Застраховки – 0 хил. лв.;
- Абонаментно поддържане – 0 хил. лв.;
- Експертни и одиторски разходи – 0 хил. лв.;
- Въоръжена и противопожарна охрана – 134 хил. лв.;
- Съдебни разходи – 5 хил. лв.;
- Служебни карти и пътувания – 122 хил. лв..

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 27 358 хил. лв. на 17 256 хил. лв. или с 10 102 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 353 067 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 количествата въглища с 40 000 t до достигане на показателя „Икономия на първичен енергиен ресурс (гориво) спрямо разделното производство" на 10%, което е нормативно изискване за производство на високоефективна електрическа енергия;

- коригирани са собствените нужди от електрическа енергия в производството от 32,75% на 20,86%, в съответствие с т. 7 от общия подход;

- 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание и обществено обсъждане на 07.06.2019 г. с писма с вх. № Е-14-78-4 от 03.06.2019 г. и от 14.06.2019 г. **„Солвей Соди" АД** е представило възражения по Доклада и проекта на решение, както следва:

1. Дружеството представя, както за всеки регулаторен период, обосновка за прогнозните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, а в Доклада е

посочено, че такава липсва. Неясна остава причината, поради която за някои разходи е приложен възприетият в т. 1 от Доклада общ подход - коригиране на стойността на разходите до тази през 2018 г., а други разходи - въоръжена и противопожарна охрана, застраховки, абонаментно обслужване, експертни и одиторски разходи са необяснимо намалени или направо приведени до нула. Дружеството счита, че прогнозираните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са обичайни и регулярни и като цяло очакваното увеличение от 159 хил. лв. не ги различава драстично от отчетените през 2018 г., и това безспорно може да се установи от анализ на представената в Доклада таблица за икономическите показатели.

Дружеството не е добавило разходи, извън утвърдените разходни позиции, и счита, че не съществува риск от дублирането им в утвърдените цени, както е посочено като основание за корекция в Доклада.

„Солвей Соди“ АД счита направените корекции за необосновани и настоява да се преразгледа позицията на Комисията по отношение на тези разходи, като същите бъдат утвърдени в заявения от дружеството размер, а именно:

- Застраховки - 701 хил. лв.;
- Абонаментно поддържане - 3,850 хил. лв.;
- Експертни и одиторски разходи - 1,779 хил. лв.;
- Въоръжена и противопожарна охрана - 334 хил. лв.;
- Съдебни разходи - 100 хил. лв.;
- Служебни карти и пътувания - 194 хил. лв.

Дружеството счита, че в най-неблагоприятния случай и при зачитане на общия принцип по чл. 24, ал. 3 ЗЕ описаните разходи биха могли да бъдат приравнени към отчетените през 2018 г., съгласно т. 1 от общия подход на Комисията.

2. Според дружеството неоснователно в Доклада е посочено, че към заявлението си „Солвей Соди“ АД не е приложило информацията по т. II.8 от Писмото на Комисията. (Прогнозно количество емисии парникови газове (CO_2) за ценовия период 01.07.2019-30.06.2020 г., изчислено по формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) и количеството безплатни емисии CO_2 за 2019 г. и 2020 г.). Тази информация е представена на КЕВР със заявлението на дружеството за утвърждаване на цена с вх. № Е-14-78-3 от 02.04.2019 г., като приложение към него.

3. Дружеството счита, че намалените с 40 000 t количества въглища ще доведат до увеличаване на прогнозната ефективност на парогенераторите от 89,25% в прогнозата (90,65% в отчет 2018 г.) на 96,51%, което е нереално високо, вкл. и според проектната документация на оборудването, където този показател е мин. 88,6% и макс. 91,6%. Общата ефективност на централата ще се повиши от 85,51% на 92,46%. Коефициентът на вложените горива към отпусната топлинна енергия към преноса (MWh/MWh) ще се понижи от 1,271 в прогнозата (1,278 в отчет 2018 г.) до 1,175, което според дружеството би означавало драстично намаление на вътрешното потребление на енергия с около 10%, което е физически невъзможно от гледна точка на топлотехниката с използване на същите съоръжения.

Дружеството намира тази корекция за неоснователна и настоява количеството на заявените въглища да не бъде променяно.

4. За дружеството не е ясно и как са коригирани собствените нужди от електрическа енергия в производството от 32,75% (29,95% в отчет 2018 г.) на 20,86% - дали това е чрез увеличаване на продадената електрическа енергия (няма основание за това, тъй като дружеството няма как да извърши такива продажби) или чрез намаляване на произведената електрическа енергия. Дружеството счита, че съгласно т. 7 от общия подход на Доклада би следвало този показател да бъде коригиран до 29,95% (отчет 2018 г.), а не до 20,86%. Според дружеството подобно намаление на собствените нужди от електрическа енергия на 20,86% би означавало намаление на електрическата мощност за собствени нужди от 9,5 MW на 5,1 MW, както и почти половината от основните

съоръжения (въздушни вентилатори, димни вентилатори, питателни помпи и т. н.) да бъдат спрени.

Дружеството възразява срещу това неоснователно и произволно занижаване на количествата електрическа енергия за собствени нужди и настоява да бъде възприето заложеното в заявлението му, което единствено отговоря на технологичните реалности.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите, пряко свързани с регулираната дейност, не се приема. Комисията има регулаторни правомощия, свързани с утвърждаване на разходи за лицензионна дейност, като се съобразява с общите тенденции в процеса на възникване на същите. По отчетни данни през базисната година дружеството не е закупувало емисии на парникови газове. През настоящия ценови период Комисията включва в разходната част сумата от 12 019 хил. лв. Това е значимо повишение на разходната част. В подобен случай някои разходи могат да се избегнат или поемат за сметка на възвръщаемостта на капитала. Регулаторната рамка става по-рестриктивна от гледна точка на поемане на извънредни разходи.

Относно разходите за квоти въглеродни емисии:

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор: за въглища - 106,6415 t $C0_2$/TJ, за мазут - 74,10 t CO_2/TJ
2. Долна топлина на изгаряне: за въглища 25,120789 GJ/t, за мазут - 43,961381 GJ/t
3. Коефициент на окисление: за въглища – 100%, за мазут – 100%
4. Емитирани CO_2 – 1 315 886 t (1 313 814 + 2 072)

Прогнозните количества горива за новия ценови период са:

въглища - 490 427 t и мазут - 636 t

Безплатни квоти за топлинна енергия, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) – 999 750 t CO_2 (2019+2020)/2.

Предвидени квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната директива за 2017 г. - 70 226 t CO_2

Количество на емисиите CO_2 - безплатните квоти = 245 910 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 245 910 X 48,9 = 12 024 хил. лв.

3. Възражението на дружеството относно извършената корекция на количествата въглища не се приема. Корекцията на количеството въглища за изгаряне цели недопускане на процес на експлоатация на съоръженията в неефективен режим от гледна точка покриване на показателите за производство на високоефективно комбинирано производство.

4. Възражението на дружеството относно коригираните собствени нужди от електрическа енергия в производството не се приема. Ефективният режим на производство е определящ в процеса на изразходване на материалните ресурси. Собственото потребление на електрическа енергия е различна част от собствените нужди и разходно се остойностява и става част от себестойността на основната продукция на производството.

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) – 138,83 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 138,83 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,34 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 37,43 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 136 960 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 123 495 хил. лв., от които условно-постоянни – 32 778 хил. лв. и променливи – 90 717 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 173 075 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 918 485 MWh
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 199 769 MWh, в т. ч. собственото потребление и към други потребители – 187 989 MWh

26. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-55-2 от 02.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението не са приложени копие на действащ договори за покупка на природен газ и отчетна информация с приложени справки по ЕССО за 2017 г.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 337,31 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 337,30 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал.3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;

2. Цена на топлинна енергия с водна пара – 85,69 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ, без ДДС – 555,19 лв./knm^3 и цена на въглища 184,24 лв./t с калоричност 5 100 kcal/kg.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 930,51% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 22,09% намаление на количествата топлинна енергия с водна пара спрямо новия ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 32,75% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за амортизации с 530,43%, последвани от разходите за заплати и възнаграждения с 16,16%. Дружеството предвижда увеличение на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 59,57%.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 229 хил. лв. на 1 119 хил. лв., или със 110 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 1 017 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 360 хил. лв. на 305 хил. лв. или с 55 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 277 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 1 650 хил. лв. на 1 745 хил. лв. или с 95 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 35 711 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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:

- коригирана е цената на въглищата от 208,66 лв./$t_{нг}$ при калоричност 5 100 kcal/kg на 188,31 лв./$t_{нг}$ (с 20,35 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2018 г. 188,49 лв./$t_{нг}$ при калоричност 5 105 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

- 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-55-3 от 04.06.2019 г. **„ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД** е представило следното становище по Доклада:

В подаденото от дружеството заявление няма нови добавени разходни позиции. Прогнозните натурални количества топлинна и електрическа енергия са по-големи от прогнозните количества, утвърдени в предходния регулаторен период (поради увеличена консумация на топлинна енергия от Завод за захар и Завод за спирт), общата ефективност е по-висока от утвърдената в предходния регулаторен период и от отчетената за 2018 г.

Дружеството изразява своето съгласие с и приема така определените цени на електрическа и топлинна енергия.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 161,86 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 161,86 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 71,37 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 91,85 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 11 101 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи –10 494 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 705 хил. лв. и променливи – 7 789 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 800 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 070 MWh, в т. ч. към други потребители – 5 070 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 120 850 MWh

<u>27. „Декотекс" АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-16-1 от 01.04.2019 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 са представени отчетни справки за 2018 г. по ЕССО и действащ договор за доставка на природен газ, с всички приложения и анекси към него.

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

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 198,25 лв./MWh, в т. ч.:
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 57,36 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 57,36 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 593,00 лв./knm^3 с калоричност 8 174 kcal/knm^3, без ДДС.

Обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторен период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г.

Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване УПР за новия ценови период е 945 хил. лв. или със 71 хил. лв, повече спрямо отчетените през 2018 г. Факторите, водещи до увеличението им са следните:

Разходи за амортизации

Амортизационните отчисления на дълготрайните активи са изчислени 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 2018 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност - 190 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които 75 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия и 115 хил. лв, за електрическата енергия.

Разходи за ремонт

Прогнозните разходи за ремонт за ценови период 2018 г.-2019 г. не са били признати и са намалени с 232 хил. лв. Отчетените разходи за ремонт са в размер на 162 хил. лв. и са извършени за ремонт на охладителната и на запалителната системи на когенератора; настройка и синхронизация на компютърната система на когенератора. Като до края на ценовия период се предвижда ремонт на големият кръг на охладителната система и ремонт на маслената система на двигателя.

За новия период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са предвидени разходи за ремонт в размер на 190 хил. лв., като не са увеличени спрямо предходния ценови период.

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: 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; ремонт на турбокомпресора на двигателя на когенерационната система и техническо обслужване на възли и детайли.

Направени са инвестиции за изграждане на отоплителни линии с топла вода към два производствени цеха, изграждане на перално помещение и изграждане на сушилно помещение.

Предвидени са разходи за инвестиции за изграждане на газопровод / собствено газово захранване/, предвиден за изграждане до 30.11.2019 г.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - общият им размер е 401 хил. лв. Завишението спрямо отчета с 30 хил. лв. според дружеството се дължи на

минимално завишение на някои позиции, свързани с по-високия обем работа, спрямо отчетения.

Променливи разходи - планирани са изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите е в размер на 3 090 хил. лв. към 31.12.2018 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2018 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности.

Необходимият оборотен капитал е изчислен съгласно Указания-НВ и е в размер на 420 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 е в размер на 7,78%, изчислена съгласно Указания-НВ като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2018 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 09.05.2019 г. дружеството е представило допълнителната информация, изискана с писмо № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 274,96% по-ниски, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода са съответно с 360,62% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 1,50% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 20,25%. Дружеството предвижда увеличение на разходите за инвестиции през новия регулаторен период с 247,83%.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 190 хил. лв. на 162 хил. лв. или с 28 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., съгласно т. 1 от общия подход;

- общата стойност на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, е коригирана от 401 хил. лв. на 371 хил. лв. или с 30 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Поддръжка на система ЕЕ“ е коригирана от 75 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 75 хил. лв., като необосновани разходи. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции., 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 направени следните корекции:

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 20 knm^3 до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на отчетените стойности през 2018 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- цената на природния газ е коригирана от 593 лв./knm^3 на 550 лв./knm^3, при отчетена стойност през 2018 г. 471 лв./knm^3, поради липса на мотивирана обосновка на повишената стойност, съгласно т. 11 от общия подход.

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) – 163,14 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 163,14 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 72,65 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 67,56 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 67,56 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 3 019 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 621 хил. лв., от които условно-постоянни – 790 хил. лв. и променливи – 1 831 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 123 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 7 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 4 580 MWh

28. „Енергиен Център ЗЕБРА" ЕООД

С писмо вх. № Е-14-57-1 от 01.04.2019 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 представена информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. по т. I.12.,т. II.4., т. II.5 и т. II.8, копие на действащ договор за доставка на природен газ и на договор за продажба на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 250,07 лв./MWh;
2. Индивидуални разходи за единица топлинна енергия – 232,92 лв./MWh;

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 474,36 лв./knm^3 (без ДДС) с калоричност 8 203 kcal/knm^3.

Дружеството е предложило за утвърждаване обща цена на топлинна енергия с двата вида топлоносителя. В ценовия модел изчислените цени са както следва:

- цена на топлинна енергия с гореща вода – 239,87 лв./MWh;
- цена на топлинна енергия с водна пара – 223,08 лв./MWh.

С писмо с вх. № Е-14-57-2 от 01.04.2019 г. дружеството заявява, че през изминалата 2018 г. и до 31.03.2019 г. когенерационната система за производство на електрическа и топлинна енергия в „ Енергиен Център Зебра" ЕООД не е работила, поради което дружеството не е извършвало производство и продажба на електрическа и топлинна енергия, включително и на въглеродни емисии. Ко-генераторът е спрян, поради промяна в структурата на производство и намаляване обема на произвежданите изделия, използващи топлинна енергия с водна пара. Намаляването на потреблението на пара е довело до намалено натоварване на генератора и котел-утилизатора и нерентабилна цена на

електрическата енергия, която се използва за собствени нужди на дружеството. Представен е неодитиран ГФО към 31.12.2018 г.

Дружеството е представило следната обосновка:

Основните цели, които дружеството си е поставило през 2019 г. са свързани с реконструкция, модернизация чрез повишаване на ефективността на използвания природен газ и увеличаване на електрическата мощност на енергийния център; увеличаване на персонала; повишаване сигурността на доставките на топлинна и електрическа енергия чрез изграждане на нови присъединителни съоръжения.

Персоналът в края на 2018 г. се е състоял от 1 човек, като са използвани специалисти по поддръжка и експлоатация чрез външни услуги.

Начислените и изплатени средства за работна заплата за изтеклата година са в размер на 1 000 лв.

Основните показатели, характеризиращи резултатите от дейността за 2018 г., са: приходи от дейността в размер на 135 хил. лв.; сума на активите 2 199 хил. лв.; собствен капитал 1 975 хил. лв.

Инвестиционни проекти

Дружеството разполага с дълготрайни материални активи от следните групи: земи, сгради и съоръжения, машини и оборудване, и планира да въведе в експлоатация най-късно през м. 12.2019 г. нов когенератор с електрическа мощност 3 360 kW и топлинна мощност 3 120 kW. Като дружеството цели тази инвестиция да замени съществуващият парен котел-економайзер за производство на топлинна енергия.

През отчетната 2018 г. се посочва, че са настъпили изменения в основния капитал на дружеството спрямо предходния отчетен период, собственият капитал е 1 975 хил. лв., като след датата на изготвяне на финансовия отчет не са настъпили събития, които биха рефлектирали върху изготвения финансовия отчет на дружеството.

Основен клиент на дружеството за 2018 г. е „Зебра“ АД. През 2019 г. основната цел на дружеството ще е разширяване на дейността и привличане на нови клиенти и въвеждането в експлоатация на новия когенератор.

Основен доставчик на природен газ е „Булгаргаз“ ЕАД.

Към 31.12.2018 г. дружеството е отпуснало заеми към юридически лица в размер на 165 хил. лв., като посочва, че през 2018 г. не е сключвало сделки със свързани лица.

През 2018 г. нетните приходи от продажби на дружеството са в размер на 135 хил. лв. Разходите по икономически елементи за отчетния период са в размер на 231 хил. лв., като са посочени разходи за материали; външни услуги; амортизация; балансова стойност на продадените активи; персонал и други разходи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За отчетния ценови период и за 2018 г. дружеството не е извършвало комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството не е представило попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.) на отделните елементи на УПР, поради което не може да се направи анализ на изменението на отчетените УПР спрямо прогнозните им стойности.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизация са коригирани от 498 хил. лв. на 88 хил. лв. или с 410 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 431 хил. лв. на 131 хил. лв. или с 300 хил. лв., поради липса на обосновка, съгласно т. 1 от общия подход;

- - разходите за балансиране са коригирани от 160 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 160 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW. Централата е съществуващ обект, за който КЕВР е определяла преференциални цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство, както и е издавала сертификати за произход на тази енергия. Въведена в експлоатация с разрешение за ползване № СТ-05-322/18.03.2010 г.

С писмо вх. № Е-14-57-3 от 18.06.2019 г. от „Енергиен център Зебра" ЕООД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада, както следва:

- по отношение на извършените корекции от КЕВР на разходите за ремонт, като се посочва единствено, че те са намалени.

- дружеството заявява, че от м. 12.2019 г. до края на регулаторния период – 30.06.2020 г. производството на електрическа енергия ще бъде увеличено с 4 446 MWh, разпределени равномерно помесечно.

Дружеството желае в решението да бъдат отразени количествата електрическа и топлинна енергия, съобразени с производствената програма, като количеството електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство бъде коригирано от 6 118 MWh на 10 564 MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за ремонт се приема частично.

2. Възражението на дружеството относно извършената корекция на количеството топлинна и електрическа енергия от ВКП се приема.

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) – 209,11 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 209,11 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 118,62 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 90,99 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 81,62 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 3 252 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 881 хил. лв., от които условно-постоянни – 894 хил. лв. и променливи – 1 987 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 766 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 6 855 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 5 462 MWh

29. „Белла България" АД

С писмо с вх. № Е-14-77-1 от 02.04.2019 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 2018 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 заявява, че след изготвянето на одита, годишният финансов отчет за 2018 г. ще бъде изпратен в КЕВР.

Дружеството предлага за утвърждаване преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 178,86 лв./MWh, без ДДС. Цената е изчислена при цена на природния газ – 493,82 лв./knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация. Същата е представена с писмо към вх. № Е-14-77-1 от 02.05.2019 г.

„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 Ко-генератор 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 01.07.2019 – 30.06.2020 г. дружеството не предвижда увеличение в производството на електрическа и топлинна енергия. Прогнозира се производството на електрическа енергия да достигне 7 910 MWh, което е с 45 MWh по-малко спрямо отчетния ценови период 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. или 0,56% намаление, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 337 MWh, което е с 156 MWh по-малко от отчетния ценови период или с 1,84%. Намалението се дължи на по-малък брой работни часове на съоръжението, заложени в прогнозата, тъй като през месец 01.2020 г. дружеството планира да извърши основен ремонт на двигателя на когенератора.

Поради това се предвижда намаление на количеството реализирана електрическа енергия, в т. ч. продадена на краен снабдител с 0,84% или 7 547 MWh.

През новия ценови период е планирано да се извърши основен ремонт на двигателя, който се осъществява на всеки 80 000 работни часа по препоръка на производителя. Стойността на ремонта по бюджетна оферта от фирма „Елтрак България" ЕООД е 415 738,44 лв., без ДДС, като в тази сума не са включени смяната на обгорели кабели и други непредвидени разходи, които ще възникнат по време на ремонта.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период са с 1% по-високи спрямо отчетния ценови период 01.07.2018-30.06.2019 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 и разходите за материали за текуща поддръжка.

През новия ценови период 01.07.2019-30.06.2020 г. се предвижда увеличение в променливите разходи спрямо отчетния, което основно се дължи на промяната в цените на някои от основните суровини, в т.ч. природен газ, вода и закупувана електрическа енергия за нуждите на производството.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 0,56% по-високи количества на произведената електрическа и по-високи с 1,84% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 0,84% по- високи, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода, са съответно с 1,84% по- високи от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 0,50% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 4,00%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи" разходите за въоръжена и противопожарна охрана са коригирани от 87 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 87 хил. лв., като значим разход за персонала, в контекста признатите в цените разходи за заплати в размер на 348 хил. лв. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, 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.

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) – 167,42 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 167,42 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,93 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 106 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 962 хил. лв., от които условно-постоянни – 725 хил. лв. и променливи – 1 237 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 860 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 547 MWh

30. „Димитър Маджаров - 2" ЕООД

С писмо с вх. Е-14-63-1 от 02.04.2019 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:

- отчетна и прогнозна информация по т. I.5 и т. II.2 от писмото на КЕВР;
- справки с отчетна информация за 2018 г. по прилагането на ЕССО;

- одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. с всички пояснителни приложения към него, вкл. доклад за дейността на дружеството – посочва се, че съгласно Закона за счетоводството и Закона за независимия финансов одит, одиторска заверка на отчета трябва да бъде направена до 30 юни 2019 г. и поради тази причина ГФО не е представено.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия– 165,86 лв./MWh, без ДДС, която се различава от преференциалната цена, изчислена в Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“.

Преференциалната цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природния газ – 420,30 лв./knm^3 (без ДДС).

Към заявлението е представена кратка обосновка, в която се посочва следното:

На площадката на „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена когенераторна инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност – 0,835 MW. Комбинираното производство се осъществява чрез когенератор, тип JMS 316 D037 C05. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а при осигуряването на електрическия товар на предприятието за месопреработка, излишъкът от електрическа енергия се продава на ЕРП – приблизително от 10% - 15%.

През с ценовия период от 01.07.2019 г.– 30.06.2020 г. фирмата не предвижда увеличение производството на електрическа и топлинна енергия.

Дружеството посочва, че през отчетния ценови период са извършени предварително планувани ремонти с фирма „Филтър“ ООД, сертифицирани от Йенбахер - по договор за поддръжка.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период са по-високи спрямо отчетения ценови период 01.07.2017-30.06.2018 г. Заявява се, че промяната на тези разходи се дължи основно за амортизации и материали за текуща поддръжка.

През новия ценови период от 01.07.2019 до 30.06.2020 г. се предвижда основен ремонт на когенерацията, а също и увеличение на променливите разходи спрямо отчетените, което основно се дължи на прогнозния ръст в промяна цените на някои от основните суровини, в т. ч. природен газ, вода и закупуване на електрическа енергия за нуждите на предприятието.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 1,88% по-ниски количества на произведената електрическа и по- ниски с 4,11% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 0,77 % спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в резултат на намалените разходи за ремонт със 72,00%. Дружеството предвижда увеличение на разходите за инвестиции през новия регулаторен период с 14,93%.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи” разходите за амортизация са коригирани от 140 хил. лв. на 102 хил. лв. или с 38 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма съгласно
т. 1.1 от общия подход;

2. 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.

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) – 178,81 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 178,81 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 224 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 071 хил. лв., от които условно-постоянни – 362 хил. лв. и променливи – 709 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 975 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 720 MWh

31. „Овердрайв" АД

С писмо с вх. № Е-14-69-1 от 28.03.2019 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 приложена отчетна информация за 2018 г. по т. I.т.2, т.3, т.5, т.8, т. 9 прогнозна информация по т. II.2 т.2, т.3, т. 5, т. 6, 7, т. 8 от писмото.

Дружеството предлага за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 350,85 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за определяне цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ — 590,00 лв./knm^3 с калоричност 8 290 kcal/knm^3 (без ДДС).

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 фирмата TEDOM - Чехия, с инсталирана електрическа мощност N_{el} = 2 x 125 kW и топлинна мощност 2 x 165 kW.

Ко-генерационната инсталация, топлинният акумулатор и връзката с отоплителната и охлаждаща инсталация са въведени в експлоатация на 20.11.2008 г.

Инсталацията работи 8760 h/годишно, като осигурява на присъединените към нея консуматори топлинна енергия под формата на гореща вода при температурен режим
70 - 50 °C.

През новия регулаторен период ко-генерационната инсталация се предвижда да произведе 1 100 MWh (бруто) електрическа енергия и 1 200 MWh топлинна енергия. Като тази производствена програма се предвижда да покрива нуждите на сградата на „Овердрайв" АД, а излишната електрическа енергия ще бъде продавана на „ЧЕЗ Електро България" ЕАД.

През 2019 г. „Овердрайв" АД предвижда доизграждане на вече започнатата през 2016 г. SCADA система за дистанционно предаване на данни до ЕРД, по наредба от МЕ.

Инвестиционна и ремонтна програма

През настоящата година се предвижда извършването на основно обслужване на двата двигателя. При последните текущи обслужвания и прегледи от фирмата,

поддържаща когенераторите -„ЧАЙМ“ ООД, е установена нуждата от ремонт или подмяна на повечето от изходящите тръби на когенераторите, в т. ч. и спирателна и предпазната арматура към тях, поради наличието на корозия и течове в начален стадий.

ДМА с първоначална стойност 714 хил. лв. към 01.01.2019 г. са амортизирани до 364 хил. лв. През 2019 г. ще бъдат амортизирани с още 48 хил. лв.

Отоплителната мощност е оразмерена по летния топлинен товар на сградата. Този летен товар се обезпечава от абсорбционният чилър, чиято мощност е 180 kV. Това количество студ може да се получи от 300 kV топлинна енергия (90/70°C). По тази причина са инсталирани два когенератора с обща топлинна мощност 330 kV.

Разходите за труд, ремонти и др. са ограничени до възможния минимум.

Разходите за гориво, включително за акциз, са 95% от променливите разходи.

Цената на природния газ е утвърдената от КЕВР цена на „Овергаз мрежи“ АД.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определена на 7%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството не е приложило Приложение № 3, поради което не може да бъде извършен анализ на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи” разходите за амортизация са коригирани от 58 хил. лв. на 50 хил. лв. или с 8 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

2. 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 7,78% на 3,57% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ, пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 349,97 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 349,97 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 582 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 294 хил. лв. и променливи – 264 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 307 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 200 MWh

32. „МБАЛ – Търговище” АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 02.04.2019 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 2018 г. по прилагането на ЕССО;
- отчетна и прогнозна информация по т. I.5 и II.2 от Писмото на КЕВР;
- обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW.

„МБАЛ – Търговище“ АД предлага за определяне, считано от 01.07.2019 г., на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 561,35 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия – 560,35 лв./MWh без ДДС;
- добавка – 1,00 лв./MWh.

Предложената за определяне преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 670,00 лв./knm^3, без ДДС.

Допълнително с писмо с вх. № Е-14-65-1 от 03.05.2019 г. дружеството е представило информацията, изискана с писмо № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За текущия ценови период дружеството отчита с 19,65% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 2,33% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода са с 2,79% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 3,63% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018– 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 11,33%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи” е коригирано общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ от 28 хил. лв. на 12 хил. лв., като разходите за материали са до предложеното ниво. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, 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 от 31 MWh на 3 MWh с отчитане на собственото потребление и съгласно т. 4 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,104 MW.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо с вх. Е-14-65-2 от 03.06.2019 г. от „МБАЛ-Търговище” АД е постъпило следното възражение във връзка с

Доклада:

1. Дружеството счита, че е неправилно включено към групата на дружествата, които през 2018 г. подобряват финансовия си резултат. Посочва се, че през 2017 г. е реализирало загуба в размер на 186 хил. лв., която през 2018 г. нараства близо три пъти на 539 хил. лв.

2. Дружеството възразява относно направените корекции на разходите, пряко свързани с регулаторната дейност, от 28 хил. лв. на 12 хил. лв., което е аргументирано в Доклада с цел „недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени“. Според дружеството корекцията е неоснователна и подобно дублиране няма и ефектът от това необосновано намаление се мултиплицира при описаната корекция на оборотния капитал.

3. Намалението на количествата електрическа енергия за собствени нужди е повече от десет пъти - от 31 MWh на 3 MWh, като по този начин техният дял от произведената електрическа енергия е установен на 1%, което дружеството счита за нереалистично при този тип инсталация.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възраженията на дружеството относно извършените корекции не се приемат. При ниската инсталирана мощност и непълното годишно натоварване цената на електрическата енергия е чувствителна от всеки допълнителен разход. Според спецификата на разходите за енергийното производство като част от общите разходи на цялото дружество, тяхното прецизно разделяне е предмет на задълбочен анализ, който не е представен като доказателство. Дружеството не е представило в Комисията отчетна информация за 2018 г. с попълнени справки по ЕССО, чрез която да докаже точното алокиране на разходите за когенерацията.

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) – 338,24 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 338,24 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 260 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 228 хил. лв., от които условно-постоянни – 138 хил. лв. и променливи – 90 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 581 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 271 MWh

<u>33. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора</u>

С писмо с вх. № Е-14-75-3 от 20.05.2019 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, като към заявлението не е приложена информация по II.8 и справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2018 г.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 249,99 лв./MWh, без ДДС.

Изчисленията са направени с цена на природен газ – 763,22 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 0,15 MW, номинални обороти 1 500 об./min, разход на газ при номинално натоварване 42 nm^3/h.

Генератор - тип MJB 250, произведен 2010 г., завод-производител Mareli, максимална мощност 0,158 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.

Дружеството прилага договор с „Овергаз мрежи"АД и ценова листа от 1 март 2019 г., като според заявката за 2019 г. попада в „неравномерно потребление" до 400 000 m^3 с цена на природен газ – 763,22 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Стойността на когенерационния модул е приложена в справка-извлечение от инвентарната книга - 744 792,67лв., с ДДС, подобрение на топлопровод - 32 400 лв., ултразвуков генератор – 2 300 лв. Общо 779 492,67 лв., като не е ползван данъчен кредит за ДДС при закупуването.

Предвиждани ремонти и инвестиции:

Предвижда се подмяна на двигателя „Либхер" 926G - 65 000 лв., без ДДС /33 236,01 евро/, като е приложена оферта от UPB.

Обслужването на газовия когенерационен модул ще се извършва от четирима работника със заплата общо за година 31 000 лв.,брутно. Социалните и здравните осигуровки са за сметка на работодателя - в размер на 12 000 лв. за година.

Изчислени са разходи за материали за текуща поддръжка, както следва:

Смяна на масло се планира на 1 500 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 2 000 лв. Общо материалите за текуща поддръжка възлизат на 3 000 лв. годишно, без ДДС.

Външни услуги , данъци такси и други - в размер на 13 000 лв., без ДДС.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 110,17% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода са със 106,88%
по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 94,49% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации със 125,00% и разходите за ремонт с 550,00%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 250,00%.

Образуване на цената

В справка № 1 „Разходи" 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.

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) – 236,19 лв./MWh
- индивидуални разходи за единица енергия – 236,19 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 465 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 455 хил. лв., от които условно-постоянни – 182 хил. лв. и променливи – 273 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 126 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh.

34. „Коген Загоре“ ЕООД

С писмо с вх. № Е-14-79-2 от 01.04.2019 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 01.07.2019 г. – 213,95 лв./MWh, без ДДС.

В Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ за цена на гориво-природен газ е посочено: 42,83 лв./knm^3, което е очевидна фактическа грешка, допусната от дружеството.

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 (петнадесет) 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 151,11°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 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. е както следва:

- Производство на топлинна енергия (пара, суха наситена) 646 MWh;

- Пара за собствени нужди – 30 MWh;

- Топлоенергия за продажба – 616 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма за 2019 г. - 2020 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 2021 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 2018 г. са в размер на 160 хил. лв., а относимите към производството на топлинна енергия са 3 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 2018 г. на дружеството и редуцирани само за производството на топлинна енергия от котелната инсталация. УПР (без разходите за амортизации) са в размер на 80 хил. лв.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие с указанията на КЕВР.

Разходите за външни услуги отчетени за 2018 г. са в размер на 105 хил. лв., и включват:

- Съобщителни услуги 25 хил. лв.;

- Данъци и такси 32 хил. лв.;

- Охрана 43 хил. лв.;

- Одит 5 хил. лв.;

От тях съотносими към производството на топлинна енергия са данъци и такси, охрана и одит, като в прогнозата за новия ценови период отчетените суми са редуцирани до стойности, както следва:

- Данъци и такси на 3 хил. лв., плюс 2 хил. лв. за застраховки;

- Охрана (въоръжена и противопожарна охрана) на 2 хил. лв.;

- Одит (експертни и одиторски разходи) на 2 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 – 44,8 лв./knm^3, което е очевидна фактическа грешка.

Разходът на газ е оценен при брутен КПД на котела 90%. През 2018 г. и 2019 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.

Дружеството посочва, че разходите за материали отразяват стойността на очакваните разходи за леватит и други химикали за омекотителната инсталация и др.

Възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 3%. Посочва се, че котелната инсталация не е натоварена с разходи по договори за кредити.

В заключение „Коген Загоре“ ЕООД предлага за утвърждаване пределна цена на топлинната енергия в размер на 210,71 лв./MWh, която се различава от изчислената цена в справките от ценовия модел – 213,95 лв./MWh.

С писмо с вх. № Е-14-79-2 от 10.05.2019 г. дружеството е представило допълнителната информация, изискана с писмо № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана топлинна енергия с пара за новия ценови период са увеличени с 5,52% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,13% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 43,24 % при условията на намаление на останалите разходи. През следващия регулаторен период дружеството не предвижда инвестиционни разходи.

Образуване на цената

Допусната е от дружеството калкулационна грешка при формирането на крайната цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара. Данните са нанесени в актуалната форма за пресмятане и резултатите са посочени по-долу.

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) – 171,82 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 106 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 101 хил. лв., от които условно-постоянни – 82 хил. лв. и променливи – 19 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 139 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,33%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 616 MWh

35. „Оранжерии Петров дол“ ООД

С писмо с вх. Е-14-74-1 от 29.03.2019 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.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия– 176,05 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена при с цена на природния газ – 473,67 лв./knm^3 (без ДДС).

С писмо с изх. № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация. Същата е представена с писмо с вх. № Е-14-74-2 от 03.05.2019 г.

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма *– тя е разработена при следните изходни параметри:*

- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 - 2,000 MW

- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 - 1,977 MW

- собствена консумация в работен режим - 100 kWh

Предвидено е централата да работи от м. септември до м. май от ценовия период за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за производство на оранжерийния комплекс. Производствената програма на централата за периода 2019 г. - 2020 г. е представена в табличен вид.

2. Инвестиционна програма

Общата стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите (РБА) за 2019 г., е в размер на 1 052 хил. лв.

Активи *= 997 хил. лв., в т.ч.:*

- 18 хил. лв. за реконструкция и преустройство на съществуваща сграда за нуждите на когенерационната инсталация.

- 601 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.

- 3 хил. лв. – приблизителна стойност на земята, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи.

- 375 хил. лв., оборотен капитал.

Амортизация за периода на използване - 451 хил. лв.

3. Амортизационна програма

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При 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 2019 г. – 2020 г., са както следва:

• разход на природен газ, при цена на природен газ - 473,67 лв./knm^3 (без ДДС);

• разход за електрическа енергия - 32 хил. лв.

*• разходи за акциз на природен газ - 97 079 GJ*0,60 лв./GJ = 58 хил. лв.*

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. са заложени следните прогнозни условно-постоянни разходи при работа и на двата ко-генератора:

• разходи за амортизация - 234 хил. лв.

• разходи за ремонт - 4 хил. лв.

• разходи за заплати - 380 хил. лв.

• разходи за осигурителни вноски - 71 хил. лв.

• разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 349 хил. лв., в т.ч.:

- материали за текущо поддържане - 215 хил. лв.
- застраховки - 7 хил. лв.
- данъци и такси - 70 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 прогнозният период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е използвана прогнозната капиталовата структура на дружеството към 31.12.2018 г. на база погасителните планове, формирана от:

• Договор за финансов кредит Прокредит 1
• Договор за финансов кредит Прокредит 2
• Договор за финансов кредит Прокредит 4
• Собствен капитал

При така зададените изходни параметри нормата на възвръщаемост за 2019 г./2020 г. е 6,51%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 2,98% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 3,31% по- високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 46,82% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации със 192,50% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 170,54%. Дружеството не предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи" разходите за амортизации в производството са намалени от 234 хил. лв. на 71 хил. лв. или със 163 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;

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 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 161,15 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 161,15 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 70,66 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 232 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 199 хил. лв., от които условно-постоянни – 875 хил. лв. и променливи –

1 324 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 888 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,72%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 385 MWh

36. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-33-6 от 01.04.2019 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, като не е приложена информация по т. I. 9 и т. II.8.

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

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия –189,00 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 45,65 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при следните цени на горивата(без ДДС):

- цена на въглища – 94,02 лв./t при калоричност 2 269 kcal/kg;
- цена на мазут – 880,00 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 94,02 лв./t при калоричност 2 269 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

За определяне на прогнозната информация е избрана за базисна 2018 г. съгласно Указания-НВ.

Производствена програма

Инсталираната електрическа мощност на централата е 630 MW (три енергийни блока по 210 MW) и 25 MW 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 се предвижда да е в размер на 325 000 MWh и технологичните разходи при производството на топлоенергия да възлизат на 1 757 MWh или 0,71%.

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 1 247 328 MWh бруто, като в това число 114 192 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 13,24%, което съответства на отчитаните да 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 3 500 хил. лв.

Инвестиционна програма

В дружеството е ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторния период. Предвижда се да бъде извършена

рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващо основните ремонти подобряване ефективността на общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум ще се включва горивната уредба на котлите, обследване състоянието на метала на барабана, колектори, тръбопроводи на котлите и елементи на парните турбини и подмяна на такива с изчерпан технически ресурс. Като приблизителна стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 6 000 хил. лв. за цялата централа, както е посочено в бизнес план 2018 г. - 2022 г.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2018 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 53 300 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020г. оборотният капитал за производство е в размер на 71 557 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 7,52%.

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 4 120 хил лв.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за заплати възлизат на 5 700 хил. лв. и за осигуровки 1 771 хил. лв. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството също е предвидено да нарасне с 2 човека, тъй като има добавен нова дейност - топлопроизводство. В прогнозата е отчетено 12% 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 увеличение на персонала на дружеството дава своето отражение на условно-постоянните разходи, 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 качествени показатели оптимални за производствения процес и цена 180 лв/$t_{уг}$, франко ТЕЦ. Представена е справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2018 г.

Поради постоянно увеличаващата се цена на борсовите цени на квоти парникови газове, с едновременно намаляващите количества на безвъзмездно предоставените такива по различни програми, се предвижда доставка и на количества биомаса. Договорената цена с доставчика е 145 лв./$t._{н.г}$.

Разходите за гориво за разпалване – мазут, са изчислени по цена 880 лв./t.

Разходите за консумативи са 2 619 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.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии въглероден диоксид за 2018 г., а за прогнозния период – на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма. От емисиите CO_2 са приспаднати безплатните квоти срещу инвестиции за съответния период. Въпреки предвидените безплатни квоти през прогнозния период дружеството ще закупи голяма част от емитираните количества.

Разходите за закупуване на квоти за регулаторния период са изчислени при цена 25,00 евро/t CO_2, която е официалната цена при затваряне на борса ICE към момента на подаване на заявлението.

С писмо изх. № Е-14-33-6 от 08.05.2019 г. от дружеството е поискана следната допълнителна информация и документи:

1. Обосновка на режимите на работа на централата по отношение на топлинните товари от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия през следващия ценови период от 01.07.2019 г.;

2. Заверени копия на всички действащи договори за продажба на топлинна енергия, сключени с клиенти на дружеството, ведно с приложенията към договорите и анекси към тях. Копия на фактури за продадените количества топлинна енергия за периода 01.12.2018 г. – 30.04.2019 г.

3. Променливите и условно-постоянните разходи в Справка № 1 - „Разходи“ да бъдат представени за 1 (един) блок.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия за новия ценови период са увеличени с 87,00% спрямо отчетните за ценовия период.

Прогнозните количества реализирана топлинна енергия с пара за новия ценови период са увеличени с 302,00% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 36,54% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 432,53% и разходите заплати и възнаграждения с 25,74%.

През следващия регулаторен период дружеството предвижда намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 50,00%.

Образуване на цените

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

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 39 117 хил. лв. на 4 135 хил. лв. или с 34 982 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 84 609 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 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 7,52% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 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 94,02 лв./$t_{нг}$ на 90,00 лв./$t_{нг}$ (с 4,02 лв./$t_{нг}$) при калоричност 2 269 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2018 г., съгласно т. 8 от общия подход.

- коригирана е цената на биомасата от 94,02 лв./$t_{нг}$ на 90,00 лв./$t_{нг}$ (с 4,02 лв./$t_{нг}$) при калоричност 2 269 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2018 г, съгласно т. 8 от общия подход.

След проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-33-9 от 04.06.2019 г. **„ТЕЦ - Бобов Дол“ ЕАД** е представило възражение по Доклада относно:

1. Разходи за емисии парникови газове

Дружеството твърди, че Комисията е определила неправилно количеството CO_2 - респективно разходите за CO_2 от 4 135 хил. лв. Горивата, които планира да използва за регулаторния период 01.07.2019 - 30.6.2020 г. са, както следва:

- 120 000 t въглища;
- 420 000 t биогорива;
- 973 334 t въглища за производството на електрическа енергия по договор с „Гранд Енерджи Дистрибюшън“ ЕООД /пакетна сделка/, одобрена от КЕВР с решение № Р-247 от 14.07.2016 г., поради което са посочени в други видове горива. Това е видно и от справка „Средна цена на въглища за 2019 г. по складови наличност и по сключени договори“, представена в заявлението. Дружеството счита, че непризнатите за 2018 г. квоти в размер на 186 681 t CO_2, трябва да бъдат добавени като планиран разход за новия регулаторен период в размер на 9 973 218,58 лв. (цена 27,32 евро/t), реално закупени от „ТЕЦ - Бобов Дол“ ЕАД или разходите за закупуване на квоти (с приспаднати безплатни количества) ще са 47 422 хил. лв.

2. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 5% на 3,57%. Привлечените средства на дружеството са на база публична емисия облигации. Равнището на лихвените нива и конспекта за публичното предлагане е одобрен от КФН и са регистрирани емисии в ЦД с кодове BG2100005128 и BG2100004154. Дружеството счита, че непризнаването на лихвените нива, ще увреди финансовото му състояние неоснователно и предлага възстановяване на нормата за привлечения капитал и преизчисляването ѝ в цената.

3. Цена на въглищата

Дружеството смята, че с оглед на пазарната конюнктура и отчетените данни за периода 01.01.2019 г. – 30.04.2019 г. цената следва да бъде коригирана на 97,83 лв./tнг, каквато е отчетената към момента за реално доставени въглища.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за емисии парникови газове не се приема.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Въз основа на утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

1. Емисионен фактор: за въглища - 79,4121 t CO_2/TJ, за мазут - 77,4 t CO_2/TJ
2. Долна топлина на изгаряне: за въглища - 7,9645 GJ/t, за мазут - 40,0 GJ/t
3. Коефициент на окисление: за въглища – 100,%, за мазут – 100%
4. Емитирани CO_2 - 77 862 t (73 404 + 4 458)

Прогнозните количества горива за новия ценови период са:

въглища - 120 000 t и мазут - 1 440 t

Количество на емисиите CO_2 = 77 862 t CO_2

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 25 евро/t (48,90 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 77 862 X 48,9 = 3 807 хил. лв.

2. Възражението по отношение на нормата на възвращаемост на привлечения капитал не се приема. Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена 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 3,57%, на основата на данни на Българската народна банка към 31.12.2018 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия). В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,57%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т.ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на електрическата енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната

норма. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

3. Възражението на дружеството относно извършената корекция на цената на въглищата се приема.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 152,75 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 152,75 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 62,26 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 45,99 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 176 535 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 170 716 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 814 хил. лв. и променливи – 153 902 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 78 735 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,39%
- Електрическа енергия – 1 082 189 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 114 192 MWh
  - от невисокоефективно производство – 967 997 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 244 195 MWh

<u>37. „Топлофикация Петрич“ ЕАД:</u>

С писмо с вх. № Е-14-71-8 от 14.05.2019 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило информация на хартиен и електронен носител съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена отчетна информация по т. I.2, т. I.4, т. I.5 т. I.8 и т. I.9, т. I.10 и т. I.12, както и прогнозна информация по т. II.2, т. II.4, т. II.5, т. II.6 и т. II.8.

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

- Преференциална цена на електрическа енергия от ВЕКП – 179,52лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,49лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природния газ 595,15лв./knm^3, без ДДС.

При извършена служебна справка в Търговския регистър към Агенцията по вписванията е установено, че по партидата на „Топлофикация – Петрич“ ЕАД, с ЕИК 202637962, е оповестено Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд - Благоевград, по търговско дело № 252 от 2016 г., за обявяване в несъстоятелност на дружеството.

Видно от Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд - Благоевград, по отношение на „Топлофикация – Петрич“ ЕАД е открито производство по несъстоятелност, допуснато е обезпечение, чрез налагане на общ запор и обща възбрана върху цялото имущество на дружеството, постановено е прекратяване на дейността на дружеството и „Топлофикация - Петрич“ ЕАД е обявено в несъстоятелност. Решението е постановено на основание чл. 632, ал. 1 от Търговския закон (ТЗ), съгласно който *когато наличното имущество е недостатъчно за покриване на началните разноски и ако разноските не са предплатени по реда на чл. 629б, съдът обявява неплатежоспособността, съответно свръхзадължеността, определя началната ѝ дата, открива производството по несъстоятелност, допуска обезпечение чрез налагане на запор, възбрана или други обезпечителни мерки, постановява прекратяване дейността на*

предприятието, обявява длъжника в несъстоятелност и спира производството. В този случай съдът не постановява заличаване на търговеца от търговския регистър.

На основание чл. 714 от ТЗ решението за обявяване в несъстоятелност, каквото е Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд – Благоевград, подлежи на незабавно изпълнение.

Във връзка с гореизложеното е извършена служебна проверка, чрез изискване на информация за хода на съдебното производство.

Съгласно предоставена информация от Окръжен съд – Благоевград (писмо с вх. № Е-08-09-9 от 25.06.2019 г.), Решение № 860 от 20.02.2019 г. е обжалвано с въззивни жалби, в т.ч. и от „Топлофикация – Петрич“ ЕАД, пред Апелативен съд – София (САС), на когото е изпратено делото. В тази връзка с писмо с изх. № Е-08-09-9 от 21.06.2019 г. от САС е изискано да бъде издадено съдебно удостоверение за наличие на образувано съдебно производство, във връзка с обжалваното решение за обявяване в несъстоятелност.

САС е издал на КЕВР съдебно удостоверение от 25.06.2019 г., в което е отразено следното: *производството по т.д. № 2319/2019 г. по описа на САС, Търговска колегия, 5 състав е образувано по въззивна жалба вх. № 766 от 05.03.2019 г. по описа на Окръжен съд - Благоевград на „СиЗ Оранжерии Петрич“ ЕООД, ЕИК 202637994; въззивна жалба вх. № 767 от 05.03.2019 г. по описа на Окръжен съд - Благоевград на „БК и РЗ Оранжерии Петрич“ ЕООД, ЕИК 202637975; въззивна жалба вх. № 768 от 05.03.2019г. по описа на Окръжен съд - Благоевград на „Комунално - битови услуги - Петрич“ ЕООД, ЕИК 202638014; въззивна жалба вх. № 769 от 05.03.2019 г. по описа на Окръжен съд - Благоевград на „Кожух Ванга“ ЕООД, ЕИК 202638007; въззивна жалба вх. № 770 от 05.03.2019 г. по описа на Окръжен съд - Благоевград на „Консервна фабрика Петрич“ ЕООД, ЕИК 202637987; въззивна жалба вх. № 773 от 05.03.2019 г. по описа на Окръжен съд - Благоевград на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, ЕИК 202637962; въззивна жалба вх. № 771 от 05.03.2019 г. по описа на Окръжен съд - Благоевград на „В & ВГД Оранжерии Петрич“ ООД, ЕИК 811202228, всичките с изключение на първата изпратени по пощата на 28.02.2019 г., срещу Решение № 860 от 20.02.2019 г., постановено по т.д. № 252/2016 г. на ОС-Благоевград.*

В проведеното на 25.06.2019 г. открито съдебно заседание по делото са констатирани очевидни фактически грешки, допуснати в обжалваното решение от първоинстанционния съд, досежно определяне на началната дата на неплатежоспособност на част от дружествата, поради което настоящото производство се явява предсрочно образувано. Същото е прекратено и е върнато на ОС - Благоевград с указания за произнасяне по реда на чл. 247, ал. 1 от ГПК, след което делото да бъде върнато в САС за произнасяне по постъпилите въззивни жалби.“

Предвид постановеното Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд – Благоевград, което подлежи на незабавно изпълнение, следва да бъде съобразено, че обявяването на търговеца в несъстоятелност и прекратяване на дейността му изключва възможността за извършване на каквато и да било търговска дейност от същия, включително и чрез синдика, като орган на несъстоятелността. В случая прекратяването на дейността на „Топлофикация - Петрич“ ЕАД обуславя обективна невъзможност за извършване на търговска дейност, включително осъществяване на лицензионната дейност - производство на електрическа и топлинна енергия, за която дружеството има издадена лицензия № Л-435-03 от 27.02.2015 г. От друга страна е необходимо да бъде отчетено и обстоятелството, че Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд – Благоевград, не е влязло в сила, като е налице образувано съдебно производство, във връзка с подадени въззивни жалби срещу същото. За образуваното съдебно производство по обжалване и етапа, на който същото се намира е издадено съдебно удостоверение от САС.

С оглед на изложеното КЕВР не може да утвърди цени за продажба на електрическа и топлинна енергия на „Топлофикация – Петрич“ ЕАД, тъй като дружеството, което по силата на постановения съдебен акт е обявено в несъстоятелност и

с прекратена търговска дейност, няма право да извършва такива продажби. Действащата съдебна забрана за извършване на търговска дейност от „Топлофикация – Петрич“ ЕАД би могла да отпадне при евентуална отмяна на Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд – Благоевград. В този смисъл произнасянето от страна на КЕВР по подаденото от „Топлофикация – Петрич“ ЕАД заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, включително преценката за допустимост на искането по реда на чл. 27 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК), е обусловена от резултата от съдебното производство по оспорване на Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд – Благоевград.

В тази връзка, КЕВР не може да се произнесе по подаденото от „Топлофикация – Петрич“ ЕАД заявление с вх. № Е-14-71-8 от 14.05.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия преди приключване с влязло в сила решение на съдебното производство по оспорване на Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд – Благоевград, поради което административното производство следва да бъде спряно.

ЗЕ не урежда процедура за спиране на административно производство, образувано в КЕВР, поради което на основание чл. 13, ал. 8 от ЗЕ субсидиарно приложение следва да намери нормата на чл. 54, ал. 1, т. 5 от АПК, съгласно която административният орган спира производството при наличието на образувано друго административно или съдебно производство, когато издаването на акта не може да стане преди неговото приключване; в тези случаи спирането се постановява след представяне на удостоверение за наличие на образувано производство, издадено от органа, пред който то е образувано.

В допълнение следва да се посочи, че на основание чл. 54, ал. 3 от АПК при спиране на производството сроковете, предвидени за издаване на акта, спират да текат. Нормата на алинея четвърта от същия член въвежда изискването, че за спирането на производството административният орган съобщава на страните в производството по реда за съобщаване на акта, а съгласно ал. 5 от чл. 54 от АПК актът за спиране на производството може да се обжалва по реда на глава десета, раздел IV, т.е. – в 14-дневен срок от съобщаването му.

С писмо с вх. № Е-04-04-4 от 20.06.2019 г. от г-жа Мая Манолова – Омбудсман на Република България, е постъпило становище във връзка с Доклада, в което се посочва следното:

1. Относно процедурата

Решението за обществено обсъждане е взето по време на откритото заседание, проведено на 04.06.2019 г., а информацията на сайта на КЕВР е обявена на 5 юни, т.е. ден и половина преди провеждане на общественото обсъждане, което затруднява гражданите да се подготвят за дискусията, като Омбудсмънът прави извод, че общественото обсъждане е формално.

Посочва се, че към 7 юни не са били качени протоколите от откритото и закритото заседание на КЕВР, на което е взето решение за дата на общественото обсъждане, каквато е процедурата съгласно чл. 31, ал. 1 от НРЦТЕ. Г-жа Манолова настоява да се изясни този въпрос.

В становището се посочва, че разглеждането на цената на природния газ, която има най-голям дял в себестойността на произвежданата енергия, ще бъде последващо действие. Твърди се, че заявлението на „Булгаргаз“ ЕАД не е било внесено в КЕВР към момента на обсъждането и предстои намаляване на цената на природния газ, но въпреки това се предвижда цената на топлинната енергия да бъде повишена. Г-жа Манолова заявява, че КЕВР ще утвърди исторически най-високата цена на топлинната енергия, при най-ниска цена на природния газ на международните пазари.

2. Относно доклада на работната група

Посочва се, че приложеният „общ подход“ при определяне на цените на топлофикационните дружества не кореспондира с тяхната специфика и различни финансови резултати, поради което прилагането му е достатъчно спорно. Още повече, че

същият не е утвърден предварително с решение на КЕВР.

Г-жа Манолова заявява, че през последните години количествата топлинна и електрическа енергия, произведени от „Топлофикация София“ ЕАД намаляват, като произведената, разпределена и продадена топлинна енергия на потребителите е с над 300 000 MWh по-малко спрямо 2015 г. Според Омбудсмана посоченото в Доклада, че климатичните промени са причина за това, не отговаря на действителността.

Поставя се въпросът: Защо въпреки, че има повече топлоснабдени сгради (през последните 3-4 години са присъединени 389 сгради), по-дълъг отоплителен период, по-ниски температури, „Топлофикация София“ произвежда по-малки количества топлоенергия?

Твърди се, че в Доклада не е посочена информация за количествата природен газ, които са необходими за производството на топлинна енергия, която е предвидена за следващия ценови период. Посочва се, че разходите на дружеството за природен газ в производството спрямо отчета за 2018 г. са увеличени със 7,42%.

Според Омбудсмана в Доклада няма обяснение защо се увеличават технологичните разходи, като смята, че това се дължи на неизпълнението на ремонтната програма за предходния ценови период, като предложението е разходите за ремонтни дейности да бъдат намалени от 9 млн. лв. на 5 млн. лв.

Омбудсмънът принципно подкрепя повишаването на възнагражденията в „Топлофикация София“ ЕАД, но изразява притеснение, че това не е свързано с изпълнението на количествени и качествени показатели. Споделя мнението, че повишението на трудовите възнаграждения трябва да е обвързано с постигането на определени резултати по отношение на намалени технологични загуби, качеството на топлинната енергия и обслужването и др.

Г-жа Манолова заявява, че в Доклада няма информация за качеството на топлоснабдяването и качеството на обслужването, като смята че това не интересува КЕВР и дружеството.

Г-жа Манолова поставя въпросът кога КЕВР ще извърши контрол на показателите за качество.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

1. Относно процедурата

При осъществяване на правомощията си за ценово регулиране Комисията прилага процесуалните правила, предвидени в ЗЕ, Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация (Правилника), НРЦТЕ и НРЦЕЕ. В тази връзка следва да си има предвид, че съгласно чл. 43, ал. 6, изр. второ от Правилника в случаите на разглеждане на доклад по преписка за утвърждаване на цени закрито заседанието за приемането му се насрочва най-малко 5 дни преди датата на откритото заседание. След приемането на доклада, на интернет страницата на Комисията се публикуват докладът, мястото, датата и часът на провеждане на откритото заседание. Съгласно чл. 31, ал. 1 от НРЦТЕ в срок до 7 дни от датата на откритото заседание Комисията провежда закрито заседание, на което приема проект на решение и насрочва дата за обществено обсъждане по чл. 14 от ЗЕ. В изпълнение на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ Комисията обсъжда със заинтересованите лица основните принципи, заложени в проекта, и определя срок за представяне на становища по него не по-кратък от 14 дни.

В конкретния случай, съобщението за насроченото открито заседание, заедно с Доклада, е публикувано на интернет страницата на КЕВР на 27.05.2019 г. На 05.06.2019 г. е публикувано съобщението за насроченото на 07.06.2019 г. обществено обсъждана на проекта за решение, заедно със самия проект. Заинтересованите лица могат да изразят своите позиции освен чрез изказвания в рамките на общественото обсъждане, но също така и чрез писмени становища, в законоустановения 14-дневен срок.

Следователно регламентираната публична и прозрачна процедура и спазването ѝ от страна на КЕВР гарантира достатъчен срок и необходимата информация за запознаване от

страна на заинтересованите лица, по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ, с констатациите на Комисията по подадените заявления от енергийните предприятия.

По отношение на изменението на цената на природния газ, следва да се има предвид, че съгласно изричната разпоредба на чл. 31а, ал. 1 от ЗЕ когато Комисията утвърждава цена и/или компонента от цена или определя премия, която участва във формирането на ценообразуващи елементи на други цени, Комисията може паралелно да проведе и процедури за утвърждаване на тези цени.

Актуалната цена на природния газ, утвърдена с решение на Комисията, считано от 01.07.2019 г., влиза като разходообразуващ елемент в цените на топлинната и електрическата енергия по настоящото решение.

По отношение на изказването на г-жа Манолова, че КЕВР ще утвърди исторически най-високата цена на топлинната енергия, при най-ниска цена на природния газ на международните пазари, следва да се отчете обстоятелството, че цената на топлинната енергия е свързана с цената на електрическата енергия при високоефективно комбинирано производство на двата продукта (ВЕКП). В тази връзка, когато се сравняват цените на топлинната енергия при съответната цена на природния газ трябва да се отчете и цената на електрическата енергия от ВЕКП.

2. Относно доклада на работната група

Приложеният общ подход гарантира спазването на принципа за равенство, заложен в
чл. 8, ал. 2 от АПК и на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти. Формулиран е на база текстовете на ЗЕ, НРЦЕЕ, НРЦТЕ и Указанията-НВ. Предмет на разглеждане са основните технико-икономически параметри, имащи отношение към образуване на цените. Чрез него се детайлизират правилата на ЗЕ, двете наредби и Указанията-НВ с оглед оценката на конкретните данни в заявленията на дружествата, като същевременно се посочват и данните от международната и националната практика, които са използвани при сравнителните анализи на данните от подадените от дружествата заявления. Следва да се добави, че извеждането на общоважимите принципи в началото на документа и обособяването им като обща част, следвана от специална част, която съдържа препратки към общата част е подход, който се използва и в законодателството, в едни от най-често прилаганите закони, поради което подобно структуриране на обща и специална част не е противозаконно и не представлява нарушение на изискванията за форма на административния акт.

Общият подход е част от анализа на подадените заявления за утвърждаване на цени на дружествата от сектор „Топлоенергетика" за регулаторния период, започващ на 01.07.2019 г. Разработен е като основа за извършване на анализа и е отразен в Доклада, който е приет с решение на КЕВР по протокол № 84 от 27.05.2019 г., по т. 2.

Докладът е съобщен на енергийните предприятия, публикуван е на интернет страницата на Комисията, обсъден е с представителите на дружествата на проведеното открито заседание и заедно с анализа на постъпилите възражения от заинтересованите лица формира мотивите на настоящото решение. По този начин на заинтересованите лица е дадена възможност да се запознаят предварително и да обсъдят всички констатации и изводи, въз основа на които са утвърдени цени на регулираните дружества.

Спецификата в работата на отделните дружества е отчетена при извършения индивидуален анализ на данните и информацията в подадените от тях конкретни заявления, като в мотивите за всяка извършена от Комисията корекция на заявени от дружеството данни са посочени конкретните фактически основания, посочено е дали корекцията е резултат от прилагането на общ подход за еднотипни корекции спрямо всички дружества от сектора, които безспорно осъществяват дейността си при сходни условия, или е наложена от специфичните особености на дружеството.

По отношение на коментара на Омбудсмана във връзка с утвърдените количества електрическа и топлинна енергия на „Топлофикация София" ЕАД, може да се посочи, че

Комисията не е извършила корекция на прогнозните количества топлинна и електрическа енергия, като са приети заявените и обосновани от дружеството прогнози въз основа на динамично потребление на топлинна енергия от клиенти на дружеството, което е свързано с различни фактори (климатични промени, външна температура на околната среда, прилагане на мерки за енергийна ефективност на жилищните сгради, което води до съответно редуциране в посока намаление на потреблението на топлинна енергия и др.). Общото количество топлинна и електрическа енергия, което служи за образуване на цените е агрегираната сума от месечните количества енергия, които от своя страна представляват производствената програма на дружеството.

Въпросът за качеството на топлоснабдяването и качеството на обслужването е неотносим към разглежданата процедура и метод на регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала“.

С писмо с вх. № Е-11Ц-00-5 от 17.06.2019 г. от Цветанка Илиева Цанева, клиент на „Топлофикация София“ ЕАД, е постъпило становище във връзка с Доклада, в което се правят подробни анализи и се поставят следните въпроси:

1. На какво нормативно основание работната група е определила т. нар. „*общ подход*“ при определянето на цените в Доклада, като твърди, че нито в ЗЕ, нито в НРЦТЕ има подобни правила, с които да се възлага на КЕВР определянето на общ подход?

2. Г-жа Цанева желае да бъдат посочени причините, поради които КЕВР предлага за утвърждаване по-ниски прогнозни количества за продажба на топлинна и електрическа енергия на „Топлофикация София“ ЕАД за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. спрямо предишните регулаторни периоди, като заявява, че климатичните промени не могат да бъдат причина за намаленото прогнозно количество енергия за продажба на клиенти.

3. Клиентът на „Топлофикация София“ ЕАД заявява, че в Доклада не е посочено прогнозно количество природен газ въз основа на което са определени предложените цени на топлинна и електрическа енергия и желае да бъде посочено същото количество, което е включено при изчисляването на променливите разходи на „Топлофикация София“ ЕАД за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г.

4. На база на какво прогнозно количество топлинна и електрическа енергия, КЕВР е определила цените за предстоящия регулаторен период?

5. Защо при формирането на цените на ТЕ и ЕЕ се признава по-висок специфичен разход на условно гориво за производството на топлинна енергия в размер на 7,69% спрямо отчетения през 2018 г. и предходните години, като посочва че в Доклада той е в размер на 140,39 kg/MWh, а в годишния доклад за дейността на „Топлофикация София“ ЕАД за 2018 г. е в размер на 129,99 kg/MWh.

6. и 7. Г-жа Цанева е изложила подробен анализ на: средната работна заплата в сектор „Енергетика“, разходите за заплати и възнаграждения в „Топлофикация София“ ЕАД за различни ценови периоди и средните пенсии в страната, като посочва цифрови данни от различни източници (НСИ, НОИ, Мотиви на КЕВР, финансови отчети на дружеството и др.). В тази връзка са зададени следните два въпроса:

- Защо в т. нар. „общ подход“ е прието разходите за работни заплати и възнаграждения да бъдат увеличени с 10%, а не с друг процент?

- Как се изпълнява изискването на чл. 31 т. 1 от ЗЕ, след като, без да са посочени конкретни икономически показатели и фактори, се предлага разходите за заплати и възнаграждения в „Топлофикация София“ ЕАД да бъдат увеличени с 10% спрямо утвърдените към 01.07.2018 г.?

8. Г-жа Цанева посочва, че в последните 4 години „Топлофикация София“ ЕАД продължава да работи на загуба. В тази връзка тя задава следния въпрос:

- Защо се признава увеличение на разходите за заплати и възнаграждения, без това да е обвързано с изпълнението на определени от КЕВР икономически и технически показатели, които да осигуряват средства за увеличението на тези разходи?

9. Защо се допуска утвърждаване на нови цени на топлинна и електрическа енергия

от 01.07.2019 г., при намалени прогнозни количества за продажба на енергия (ТЕ и ЕЕ) с 68 000 MWh спрямо утвърдените към 01.07.2018 г., а същевременно се разрешава увеличение на разходите за заплати и възнаграждения с 10%?

10., 11. и 12. Г-жа Цанева е направила анализ на средствата за социални разходи, като посочва, че в предложените цени на ТЕ и ЕЕ от „Топлофикация София“ ЕАД са включени социални разходи в размер на 11 853 хил. лв., за които в Доклада е пояснено, че се намаляват с 1 360 хил. лв. или техния размер става 10 493 хил. лв. Направени са изчисления на средните месечни доходи на служителите в дружеството. Г-жа Цанева посочва, че в дружеството относителният дял на социалните разходи към общата сума на разходите за заплати и възнаграждения е 22,80%, считано от 01.07.2019 г., като прави съпоставка на относителния дял между „Топлофикация София“ ЕАД и три дружества от сектор „Енергетика“ (АЕЦ, ТЕЦ и ЕРП). В тази връзка са зададени следните три въпроса:

- На какво основание социалните разходи се включват в условно-постоянните разходи при формиране на цените на ТЕ и ЕЕ, и по какви правила се определя техният размер, който регулаторът признава в цените?

- Защо размерът на социалните разходи също се увеличава, съобразно увеличението на разходите за заплати и възнаграждения в размер на 10% спрямо утвърдените към 1 юли 2018г.?

- Защо делът на социалните разходи спрямо общата сума на разходите за заплати и възнаграждения и социални разходи в „Топлофикация София“ ЕАД е 23%, след като в други структуро-определящи за енергетиката дружества той е по-нисък?

13. и 14. Г-жа Цанева посочва, че в Доклада разходите, свързани с регулираните дейности, се намаляват със 779 хил. лв., като са изброени следните разходи: за охрана се намаляват със 769 хил. лв. , за съдебни разходи с 1208 хил. лв., за вода и закупена енергия с 812 хил. лв. или общо 2 789 хил. лв., което не се равнява с посочената сума за общото намаление от 779 хил. лв. Посочва се, че не са обяснени причините според които съдебните разходи в преноса на топлинна енергия не се признават в цените на топлинната и електрическата енергия, а съдебните разходи за производството, в размер на 2 392 хил. лв., се включват в цените. В тази връзка са зададени следните два въпроса:

- Защо в Доклада общата сума в размер на 779 хил. лв., с която се намаляват разходите, свързани с регулираните дейности се разминава със сумата от отделните видове разходи, които се намаляват в общ размер на 2 789 хил. лв.?

- Защо съдебните разходи за производство в размер на 2 392 хил. лв. се признават в цените на топлинната и електрическата енергия, след като те не са присъщ разход свързан с регулираната дейност, а съдебните разходи в преноса не се признават?

15., 16. и 17. Г-жа Цанева посочва, че в „общия подход“ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя в размер на 7%, като се отчитат изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ. Клиентът на дружеството заявява, че в обосновката не са посочени конкретните фактори и причини, които налагат нормата на възвръщаемост на капитала да бъде увеличена от 4,21%, утвърдена с Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР, на 7,59% посочена в Доклада, считано от 01.07.2019 г. Направени са съответните изчисления за възвръщаемост на капитала. В тази връзка са зададени следните три въпроса:

- По какъв начин са защитени интересите на клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, след като към 01.07.2018 г. цените на енергия са били определени при норма на възвращаемост в размер на 4,21%, а от 01.07.2019 г. се предлага тя да бъде увеличена на 7,59%, без да са посочени конкретните причини и фактори?

- Кои показатели от макроикономическата среда са използвани, за да се увеличи размерът на нормата на възвращаемост на собствения капитал със 7% за новия регулаторен период, и какво е тяхното влияние при определянето ѝ?

- Кои допълнително невключени разходи, произтичащи от законови задължения, за „Топлофикация София“ ЕАД ще бъдат покрити от определената норма на възвращаемост на собствения капитал в размер на 7%, съответно увеличената възвращаемост на капитала

с
14 254 хил. лв., включена в цените от 01.07.2019 г.?

18. Г-жа Цанева посочва, че общите разходи (променливи и постоянни), които са посочени в Доклада за регулаторния период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. са увеличени с 37 282 хил. лв. спрямо предходния ценови период. Също така се посочва, че в Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР в цените на енергия на „Топлофикация София“ ЕАД са включени разходи за покупка на CO_2 квоти в размер на 12 433 хил. лв., което представлява 2,74% от всички разходи, а в Доклада за цени от 01.07.2019 г. работната група увеличава заявените от дружеството разходи за CO_2 квоти от 26 395 хил. лв. на 29 980 хил. лв., което представлява 6,10% от всички разходи (29 980 хил. лв. *100/491 327 хил. лв. = 6,10%).

Г-жа Цанева желае да бъде пояснено за кои други разходи, освен включените за CO_2 квоти, се отнася увеличението на общите разходи и какъв е техният размер поотделно?

19. Г-жа Цанева заявява, че „Топлофикация София“ ЕАД предлага намаление на коефициента за ефективност на производството за електрическа енергия от 0,48 на 0,33, поради това, че по отчетни данни отношението на продадената електрическа енергия, съотнесена към продадената топлинна енергия за 2018 г. е 0,185. Посочва се, че в Доклада коефициентът е определен на 0,48, без да се обясни защо се отхвърля предложението на дружеството. В тази връзка г-жа Цанева желае да бъде пояснено, защо не се приема коефициентът за ефективност на производството на електрическа енергия за „Топлофикация София“ ЕАД да бъде в размер на 0,33, считано от 01.07.2019 г., така както е предложено от дружеството?

20. Клиентът на „Топлофикация София“ ЕАД твърди, че в чл. 5 ал. 1 от Закона за ДДС е посочено, че топлинната енергия е стока и при определянето на цената на всяка стока, би трябвало да се следи за изпълнението на определени показатели за качеството ѝ. Г-жа Цанева счита, че в Доклада би трябвало КЕВР да предостави информация кои показатели за качество на топлоснабдяването следи и как са изпълнени от „Топлофикация София“ ЕАД за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. В тази връзка тя желае да бъде пояснено кои показатели за качество на топлоснабдяването се следят, кога и по какъв начин се отчитат, и къде може да се запознае с тяхното изпълнение за периода от 01.07.2018 г.- 30.06.2019 г.?

В заключение, г-жа Цанева не е съгласна с предложената нова цена на топлинната енергия с топлоносител „гореща вода“ за „Топлофикация София“ ЕАД, считано от 01.07.2019 г. в размер на 96,79 лв./MWh. без ДДС. Счита, че тази цена не е икономически обоснована и не съответства на изискванията на чл. 23, т. 4 и чл. 31, т. 1 и т. 4 т ЗЕ, НРЦТЕ и Указания-НВ.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

На въпрос № 1:

По отношение на приложения общ подход за анализ и оценка на прогнозните данни в заявленията на енергийните предприятия, мотивите са изложени по-горе при разглеждане на становището на Омбудсмана.

На въпрос № 2:

Комисията не е извършила корекция на прогнозните количества топлинна и електрическа енергия, като са приети заявените и обосновани от дружеството прогнози, въз основа на динамично потребление на топлинна енергия от клиенти на дружеството, което е свързано с различни фактори (климатични промени, външна температура на околната среда, прилагане на мерки за енергийна ефективност на жилищните сгради, което води до съответно редуциране в посока намаление на потреблението на топлинна енергия и др.). Общото количеството топлинна и електрическа енергия, което служи за образуване на цените е агрегираната сума от месечните количества енергия, които от своя страна представляват производствената програма на дружеството.

На въпрос № 3:

Количеството природен газ е основен разход в производството за дружествата,

които използват това основно гориво. В тази връзка количеството му е обект на анализ и корекции от страна на регулатора, защото е пряко свързано с качеството на произвежданата електрическа енергия от ВЕКП. Конкретното количество природен газ в цените е 676 199 knm^3.

На въпрос № 4:

Конкретните стойности на количествата произведена топлинна и електрическа енергия са както следва: $E_{бруто}$ – 933 637 MWh, $TE_{бруто}$ – 4 777 303 MWh.

Количествата топлинна и електрическа енергия за продажба са част от диспозитива на решението за всяко дружество.

На въпрос № 5:

Твърдението е неоснователно. Отчетните показатели на общата ефективност за базисната 2018 г. са ΔF -11,7% и η общо - 84,47%, а за прогнозния период са ΔF -13,9% и $\eta_{общо}$ - 86,7%. Комисията е нанесла значителна корекция на разхода на гориво за получаването на тези показатели.

На въпроси 6, 7, 8 и 9:

Разходите за заплати и възнаграждения в „Топлофикация София“ ЕАД са запазени на нивото на отчетената стойност през базисната година 2018 г.

На въпроси 10, 11 и 12:

Социалните разходи са част от условнопостоянните разходи (УПР) на дружеството, съгласно ценовия изчислителен модел, разработен и приет от КЕВР като част от Указанията-НВ. Техният размер е запазен на нивото на отчетената стойност през базисната година 2018 г. Конкретният процент от работната заплата е нормативно определен и не е в противоречие с нормалната практика.

На въпроси 13 и 14:

Не е налице несъответствие между извършените корекции на отделните разходи и общата сума на корекцията на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ. Някои корекции са описани в Доклада, без да са остойностени, което е породило съмнението за несъответствие. При извършените изчисления в становището са сумирани разходи, които не се включват в категорията „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“.

На въпроси 15, 16 и 17:

Комисията и в двата периода е утвърдила норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%. Общата норма се променя в зависимост от лихвения процент на външните заеми. Нормата на възвръщаемост няма отношение с разходите за лицензионна дейност.

На въпрос № 18:

Общият размер на УПР, включени в цените от 1.07.2019 г., е с 10% по-нисък от отчетените разходи през 2018 г., в резултат от извършените корекции. Общият размер на променливите разходи е по-висок с 14,52%, основно поради обективно по-високата цена на емисиите през новия ценови период.

На въпрос № 19:

Комисията е запазила непроменен коефициента за ефективност на производството на електрическа енергия за „Топлофикация София“ ЕАД в размер на 0,48, считано от 01.07.2019 г. Коефициент от 0,33 не отговаря на ефективността на производство на електрическа енергия на съоръженията на дружеството.

На въпрос № 20:

Въпросът е неотносим към разглежданата процедура и метод на регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала“.

С писмо с вх. № Е-11М-00-30 от 21.06.2019 г. от г-жа Мария Асими от „Асоциация за балканско сътрудничество“ е постъпило становище във връзка с Доклада, в което се посочва следното:

Според г-жа Асими се получава неравнопоставеност, тъй като потребителите се

старят да си намаляват сметките, а „Топлофикация София“ ЕАД разчита само на увеличението на цените, за да намали своята загуба. В становището са цитирани текстове от Доклада, относно предложените от дружеството за утвърждаване цени, отчетни данни за производството на топлинна и електрическа енергия. Посочват се и отчетни данни за изпълнението на ремонтната и инвестиционната програма на дружеството за периода 2010 г. – 2018 г., съгласно бизнес плановете на „Топлофикация София“ ЕАД.

Предвид изложеното в становището, г-жа Асими предлага цените на топлинната и на електрическата енергия за топлофикационните дружества да не бъдат увеличавани, като Комисията преразгледа цените от Доклада.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

С прилагане на различни мерки по енергийна ефективност клиентите намаляват значително потреблението си на топлинна енергия, както и регулират ефективно разходите си. Не може да се приеме, че те са в неравнопоставено положение по отношение на „Топлофикация София“ ЕАД. Незначителното повишение на цената на топлинната енергия с процент, по-нисък от инфлацията, се дължи основно на рязко повишените цени на квоти за емисии, които се закупуват задължително от дружеството и нямат връзка с мерките на клиентите за ограничаване на консумацията си.

След проведеното обществено обсъждане на 07.06.2019 г. с писмо с вх. № Е-11С-00-25 от 18.06.2019 г. е изразено становище от г- н Стоян Грозданов, г-н Венцислав Митовски, адв. Захари Генов и адв. Стефан Сталев относно:

- Високите цени на електрическата енергия вследствие на дългосрочните договори с ВЕИ производители, „ЕЙ И ЕС-3С Марица Изток I“ ЕООД, „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД;

- Нормата на възвръщаемост на капитала – на електроразпределителните дружества (ЕРД) е гарантирана 7% печалба, докато на държавните дружества: НЕК ЕАД – 5%, ЕСО ЕАД – 5%, „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД – 2,5%. Предлага се нормата на възвръщаемост на ЕРД да се изравни с тази на държавните предприятия.

- На фотоволтаичните централи до 400 kV, изградени с европейско финансиране, е намалена цената на електрическата енергия, в зависимост от % на вложените собствени средства в проектите. Предлага се да се извърши проверка за наличие на фирми, които са изградили ФЕЦ с европейско и национално финансиране, и да се коригират цените им.

- Увеличение на цената на топлинната енергия - вследствие на некомпетентното управление на топлофикационните дружества не се предприемат действия за намаляване на темпа на нарастването ѝ.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

Въпросите и констатациите, поставени в горното становище, са неотносими към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

На проведеното обществено обсъждане на 07.06.2019 г. са изразени следните становища от:

инж. Ангелаки Гоцев – ПП „Българска пролет“:

В своето изказване по време на общественото обсъждане г-н Гоцев обръща внимание на увеличението на цената на топлинната енергия, като не може да си обясни мотивите за това и прави връзка с цената на природния газ. Посочва, че при една и съща цена на природния газ, цената на топлинната енергия е с 20-22% по-висока отколкото преди години.

Г-н Гоцев обръща внимание на заплащането, което получават гражданите, като счита, че голяма част от тях са енергийно бедни и живеят под жизнения минимум. Също така много от гражданите не си плащат сметките, поради загуба на доверие. Посочва, че

през 2014 г. констатациите за кражби на топлинна енергия са били за 5 500 случая, а през 2018 г. са били над 7 000 случая.

Г-н Гоцев счита, че топлинната енергия, която гражданите ползват, вече не е вид услуга, а е в тяхна тежест, като клиентите масово се отказват и премахват отоплителните тела. Призовава КЕВР да насочи вниманието си към гражданите, като защити техния интерес.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

Незначителното повишение на цената на топлинната енергия с процент, по-нисък от инфлацията, се дължи основно на рязко повишените цени на квоти за емисии, които се закупуват задължително от дружеството. Сравнението на нивата на цената на топлинната енергия в различните периоди в контекста на изменението на цената на природния газ би било коректно, когато се отчита и цената на електрическата енергия от ВЕКП.

Становище от адв. Владислав Янев:

В своето изказване по време на общественото обсъждане адв. Янев посочва, че въпросът за цената на топлинната енергия повдига обществено недоволство на много хора, като причина за това са няколко фактора. Според него първият е от чисто технически съображения и незаконосъобразност в дейността на топлоснабдителните дружества и тези, произвеждащи електрическа и топлинна енергия. Вторият съществен фактор е заповедното производство по ГПК, по което тези дружества предявяват своите претенции, което според адв. Янев е противоконституционно и не съответства и на правото на ЕС. Той задава принципен въпрос дали тези дружества са търговски или са социални, като посочва, че това разминаване между тези две понятия води до множество усложнения. Според адв. Янев, тези дружества са със социална функция, която трябва да бъде съобразена с платежоспособността на населението, особено на пенсионерите, така че те да могат да заплащат за получената услуга. Поставени са множество риторични въпроси, свързани с функцията на топлофикационните дружества, за възможността за свободна пазарна конкуренция на пазара на топлинна енергия, като счита че в случая нито се изпълнява социална функция, нито има налице свободна пазарна конкуренция, тъй като не се дават възможности за чуждестранни инвестиции, задържат се монополните положения на топлоснабдителните дружества и производителите на електрическа енергия, които остават общинска собственост. Според адв. Янев общественото недоволство възниква поради това, че тези дружества не защитават интересите на гражданите.

Обръща се внимание и на начина на събиране на неизплатените суми към дружествата, като посочва, че заповедното производство по ГПК е незаконосъобразно производство, което противоречи на Конституцията и на правото на ЕС. Според адв. Янев това е изопачено съдопроизводство и в България има открита процедура, с която ЕК установява несъответствие на заповедното производство с правото на ЕС, и се налагат кардинални промени.

Адвокатът поставя въпросът за това как се разпределят приходите на тези дружества, като обръща внимание, че поради множество дела с изтекла давност, топлофикационните дружества понасят големи щети, които възпрепятстват тяхната дейност, извършването на инвестиции и иновации. Счита, че загубите, които търпят тези общински дружества, вследствие на загубени дела, погасени по давност, са за сметка на всички граждани на общината.

Друг въпрос, който поставя, е свързан с техническите параметри и КПД на централите, като изразява мнение, че съществуват европейски международни стандарти за КПД на всяко едно предприятие, които не се спазват, поради това, че има много стари съоръжения, като дава пример с подобни в ТЕЦ „София“. Адв. Янев посочва, че липсата на инвестиции и модернизации създава две вредни величини, които увеличават цената. Първата е, че работниците са поставени в по-тежки условия и в тези централи трябва да се осигури по-добра заплата за компенсиране на тежките условия на работа. Втората е, че

липсата на инвестиции на практика поддържа едно ниско КПД, което води до ограничаване на ползите от продаваната стока.

Адв. Янев счита, че изложеното от него показва липса на ефективно управление и мениджиране, както от техническа гледна точка, така и от финансова, и че всеки български гражданин има право да иска качествена доставка и услуги на реални цени, които той има възможност да заплати.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита, че въпросите, поставени от адв. Янев, са неотносими към процеса на регулиране на цените.

Изказвания по т.2.:

Докладва И. Александров. След проведените открито заседание и обществено обсъждане от 14 дружества са постъпили възражения относно доклада, направените корекции, основанията за тях и т.н. Всички възражения са групирани по дружества и на всяко едно е отговорено, което е част от мотивите към това решение - около 100 конкретни въпроса са само от топлофикационните дружества и заводските централи. Основните възражения са свързани с корекцията в амортизационната политика на Комисията относно активите в преноса, относно корекциите в разходите за ремонт, за емисии, заплати, социални, както и останалите разходи, свързани с регулираните дейности.

За протокола И. Александров подчерта, че в „Топлофикация София“ ЕАД разходите за заплати не са повишени с 10%, а с 2%. Нанесена е допълнителна корекция в разходите за социални, тъй като там процентът е по-голям в сравнение с останалите дружества, които са частни. На „Топлофикация София“ ЕАД възраженията не са удовлетворени.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД - има възражение относно разходите за балансиране и суми, свързани с индивидуални цели за енергоснабдяване, които не са уважени.

„Топлофикация Плевен“ ЕАД – частично е приет разход за ремонт допълнително. Той е обоснован във възражението. И. Александров обърна внимание, че във всички дружества разходът за ремонт не е повече от 50% от отчетения, въпреки техните огромни желания в съответните заявления.

„Топлофикация Бургас“ ЕАД – частично ремонтът е приет.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – не са уважени техните възражения.

„Топлофикация Враца“ ЕАД – също не са уважени техните възражения.

По отношение на въглищните централи, при които основен разход е разходът за емисии, поради излизането на новия верификационен доклад за 2018 г. са направени нови преизчисления на разходите за емисии като в някои от тях са увеличени, а в други са намалени, вследствие на новия горивен микс, който вече е по-актуален и работната група е ползвала от новия доклад. В годините до 2020 г. разходите за безплатни емисии, които се признават на дружествата, намаляват. От общата стойност на тоновете емисии, които Комисията е изчислила, е направена допълнителна корекция и на безплатните, които са по-малко в повечето дружества, така че ако има повишение в цените, те идват точно от това, че са ползвани по-актуални данни от новия доклад.

По отношение на „Топлофикация-Разград“ ЕАД, където се наблюдава по-голям процент на увеличение на топлинната енергия, Комисията е приела малко по-рестриктивен подход относно загубите по преноса. Те са намалени, както са намалени на ниво доклад и на много други дружества (Габрово, Търново), и топлинната енергия се повишава с по-малък процент.

На общественото обсъждане са постъпили възражения и от Омбудсмана. Възраженията са относно процедурата по приемането на цени. Колегите от дирекция „Правна“ съвсем аргументирано и подробно са отговорили и относно доклада на работната група и наличието на общ подход, доколкото този общ подход може да бъде приложим. Тези възражения на Омбудсмана в голяма степен се покриват от традиционно

постъпващите в Комисията 20 точки възражения от г-жа Ц. Илиева Цанева, която е клиент на „Топлофикация София“ ЕАД. Работната група в шест страници е отговорила подробно. И. Александров обърна внимание, че е досадно подробен, защото в изказването на Илиева е било направено заключение, че в миналогодишното решение не е отговорено на нейните въпроси. На въпросите, поставени от г-жа М. Асими, „Асоциация за балканско сътрудничество“, адв. Захари Генов и адв. Стефан Сталев и г-н Венцислав Митовски, също е отговорено. Част от поставените въпроси не са съотносими към процедурата по определяне на цената на топлинната енергия. Аргументирано е отговорено на инж. Ангелаки Гоцев – ПП „Българска пролет“. Има постъпило становище от адв. Владислав Янев, на което е отговорено аргументирано от дирекция „Правна“.

Получени са цените, които са вследствие на отражението на новопостъпилата информация, свързана с емисиите, и новите постъпили аргументации, свързани с ремонта, които са отразени в решението.

И. Александров прочете:

I. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, §40 от Преходните и заключителните разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, ал. 2, т. 1, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия,

считано от 01.07.2019 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, както следва:

„Топлофикация София” ЕАД, „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, гр. Пловдив, „Топлофикация Плевен” ЕАД, „Топлофикация Бургас” ЕАД, „Веолия Енерджи Варна” ЕАД, „Топлофикация Враца” ЕАД, „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново, „Топлофикация-Разград“ ЕАД, „Юлико Евротрейд” ЕООД, гр. Пловдив, „Овергаз мрежи“ АД (ЛОЦ Овча купел), „Топлофикация Русе” ЕАД, „Топлофикация Перник” АД, „Топлофикация Сливен” ЕАД, „Топлофикация Габрово” ЕАД, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „Когрийн“ ООД - гр. Първомай, „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, „Оранжерии Гимел II“ ЕООД ТЕЦ „Оранжерия Левски“, „Инертстрой-Калето“ АД, „Нова Пауър“ ЕООД, ЧЗП „Румяна Величкова”, „Алт Ко” АД, „Брикел” ЕАД, „Солвей Соди” АД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Декотекс” АД, „Зебра” АД, „Белла България” АД, „Димитър Маджаров - 2” ЕООД, „Овердрайв“ АД, „МБАЛ – Търговище” АД, УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора, „Коген Загоре“ ЕООД, „Оранжерии Петров дол“ ООД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД.

II. На основание чл. 54, ал. 1, т. 5 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 13, ал. 8 от Закона за енергетиката, спира административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-71-8 от 14.05.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Петрич“ ЕАД, до отпадане на основанието за спиране.

И. Александров каза, че основанието за спиране подробно е аргументирано в решението.

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

Е. Харитонова каза, че в докладването си И. Александров е казал, че за „Топлофикация София” ЕАД е предвидено 2% увеличение на разходите за заплатите. В доклада Е. Харитонова не е видяла обяснение за тези проценти – защо са 2%, а не са 10%, примерно. На общественото обсъждане е имало изказване на Ц. Илиева, която е казала, че

те като не изпълняват съответните си функции, не трябва да разчитат на увеличение на заплатите. Е. Харитонова попита това ли е една от причините да не им се даде по-голямо увеличение, тъй като отново на обсъждането Б. Митев от синдикатите е казал, че от близо десет години не са им увеличавани заплатите.

Р. Осман попита колко са им заплатите.

Е. Харитонова отговори, че не знае, но това е повдигнато на общественото обсъждане и затова е въпросът й.

И. Александров отговори, че се води протокол, който вероятно се чете и от външни лица. Трябва да се направи кратък регулаторен преглед на дружеството, да се кажат ключови неща, за да бъде ясно при такова финансово състояние повишението на заплатите с 2% укоримо ли е, не е ли укоримо, малко ли е, много ли е. По общ подход, по принципно разбиране на работната група, от 2-3 години Комисията следва такава политика, при много изоставане на заплатите в топлофикационни дружества в сравнение със средната в сектор Енергетика, поетапно да бъдат увеличавани заплатите. На „Топлофикация София" ЕАД миналата година заплатите не са повишавани от Комисията. По-миналата заплатите са повишени с 10%, защото И. Александров счита, че е обидно за инженер с опит да работи за XXX лв. в „Топлофикация София" ЕАД. Може би поради някаква договорка между синдикати и работодател в „Топлофикация София" ЕАД, заплатите там са повишени незначително, без санкцията на Комисията. Когато е допуснато 10% увеличение сега, защото на София заплатите изостават в сравнение със средната в сектора, именно затова са повишени с 2%, за да се направи тези 10% максимално увеличение възможно. Затова е именно с 2%. Това е обяснено в мотивите именно по този начин. Разглеждайки този факти изолирано от всички останали, се създава впечатление, че „Топлофикация София" ЕАД се подпомага по някакъв начин и се дават пари за заплати, въпреки че ... Повишението на цените в „Топлофикация София" ЕАД се дължи на по-голямата стойност на емисиите тази година – 29 млн. лв. Миналата година така е била направена ценовата рамка в София, че те са били планирали да произведат и да продадат огромно количество енергия. Съответно новата турбина в Изток не е влязла м. ноември, когато е трябвало да влезе по заявление и по рамка, а е влязла м. март, след зимата. Произведена е много малко количество енергия, от което следва много голямо финансово бреме, което са поели, защото цените не са вече в синхрон с новата ситуация. Така че 2% повишение на заплатите на „Топлофикация София" ЕАД за И. Александров е напълно резонно и обвръзката му с финансовото състояние той смята, че не е редна, защото то се влияе в много по-голяма степен от други фактори.

Е. Харитонова каза, че тя не е имала нищо против, по-скоро тези 2% са й се видели малко. Заради това е искала да разбере обосновката да са 2%, а да не са примерно 5%. Имало е повдигнат въпрос на общественото обсъждане.

Р. Осман попита колко се предлага цената на парното да стане в София.

И. Н. Иванов отговори, че се предлага 95 лв.

Р. Осман говори без микрофон.

Е. Харитонова каза, че трябва те да решат, но е имало изказване от едната и от другата страна, заради което е искала да си изясни някои неща.

И. Александров каза, че работната група е била атакувана, че заплатите в „Топлофикация София" ЕАД са увеличени с 10%, без да се отчете, че е описано, че в дружеството е с 2%, но общият подход позволява при всички дружества до 10% при определени условия, не навсякъде са повишени заплатите.

И. Н. Иванов допълни във връзка с въпроса на Р. Осман, че средната брутна заплата за „Топлофикация София" ЕАД от 01.01.2019 г. е в размер на XXX лв.

Р. Осман говори без микрофон.

И. Н. Иванов отговори, че или поне е равна.

А. Йорданов поиска още веднъж да се припомни, специално заради коментарите на част от вносителите на възражения, че Комисията регулира посредством признаване на разходи за заплати, които съответно се отразяват в ценообразуващите елементи, и

Комисията не определя възнаграждения на служителите на „Топлофикация София" ЕАД. Това е работа на мениджмънта на дружеството. В този смисъл правилно е изразено, че е приложен общ подход при определяне на размера на тези разходи. Това А. Йорданов го казва заради вносителите на възражения, което е подчертал преди да направи изказването си. ...

И. Н. Иванов каза, че това е чувствителна търговска информация. Това е цитирал единствено заради информираността в заседанието. И. Н. Иванов каза данните да бъдат заличени.

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

Предвид гореизложеното,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, §40 от Преходните и заключителните разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 41 от 21.05.2019 г.), чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, ал. 2, т. 1, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

считано от 01.07.2019 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала", както следва:

<u>1. На „Топлофикация София" ЕАД:</u>

1.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 199,84 лв./MWh

1.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 109,35 лв./MWh

1.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 95,64 лв./MWh

1.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1.1 и т. 1.3:

- Необходими годишни приходи – 518 912 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 489 071 хил. лв., от които условно-постоянни – 96 909 хил. лв. и променливи – 392 162 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 393 160 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,59%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 745 837 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 867 438 MWh

<u>2. На „ЕВН България Топлофикация" ЕАД, гр. Пловдив:</u>

2.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 189,97 лв./MWh

2.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 99,48 лв./MWh

2.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без

ДДС) – 97,58 лв./MWh

2.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 96,58 лв./MWh

2.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 2.1, т. 2.3 и т. 2.4:

- Необходими годишни приходи – 79 988 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 69 014 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 521 хил. лв. и променливи – 47 493 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 154 776 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,09%
- Електрическа енергия – 307 090 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 296 214 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 10 876 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 235 169 MWh

<u>3. На „Топлофикация Плевен“ ЕАД:</u>

3.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 213,87 лв./MWh

3.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 123,38 лв./MWh

3.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,98 лв./MWh

3.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 84,96 лв./MWh

3.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 3.1, т. 3.3 и т. 3.4:

- Необходими годишни приходи – 84 337 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 82 204 хил. лв., от които условно-постоянни – 15 443 хил. лв. и променливи – 66 761 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 37 883 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,63%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 297 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 207 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 600 MWh

<u>4. На „Топлофикация Бургас“ ЕАД:</u>

4.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 200,07 лв./MWh

4.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 109,58 лв./MWh

4.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,25 лв./MWh

4.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 4.1 и т. 4.3:

- Необходими годишни приходи – 32 404 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 31 227 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 233 хил. лв. и променливи – 24 994 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 16 962 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,94%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 109 743 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 138 847 MWh

<u>5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД:</u>

5.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 199,54 лв./MWh

5.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 109,05 лв./MWh

5.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,34 лв./MWh

5.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 5.1 и т. 5.3:

- Необходими годишни приходи – 19 404 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 17 982 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 291 хил. лв. и променливи – 12 691 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 28 202 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,04%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 66 574 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 70 068 MWh

<u>6. На „Топлофикация Враца“ ЕАД:</u>

6.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 215,67 лв./MWh

6.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 125,18 лв./MWh

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

6.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 6.1. и т. 6.3:

- Необходими годишни приходи – 19 223 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 18 527 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 681 хил. лв. и променливи – 13 846 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 10 503 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,63%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 56 215 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 796 MWh

<u>7. На „Топлофикация - ВТ“ АД, гр. Велико Търново:</u>

7.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 246,45 лв./MWh

7.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 155,96 лв./MWh

7.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 99,41 лв./MWh

7.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 7.1 и т. 7.3:

- Необходими годишни приходи – 8 179 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 097 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 429 хил. лв. и променливи – 6 668 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 300 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 109 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 32 422 MWh

<u>8. На „Топлофикация-Разград“ ЕАД:</u>

8.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 224,85 лв./MWh

8.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 134,36 лв./MWh

8.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 90,91 лв./MWh;

8.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 8.1 и т. 8.3:

- Необходими годишни приходи – 5 963 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 860 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 295 хил. лв. и променливи

–
4 565 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 2 896 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 760 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 26 620 MWh

9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив:

9.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 327,60 лв./MWh
9.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 91,08 лв./MWh
9.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 9.1 и т. 9.2:
- Необходими годишни приходи – 958 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 921 хил. лв., от които условно-постоянни – 517 хил. лв. и променливи – 404 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 965 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,58%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 879 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 584 MWh

10. На „Овергаз мрежи“ АД (ЛОЦ Овча купел):

10.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 309,95 лв./MWh
10.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 123,41 лв./MWh
10.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 10.1 и т. 10.2:
- Необходими годишни приходи – 527 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 474 хил. лв., от които условно-постоянни – 213 хил. лв. и променливи 261 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 688 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 078 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 565 MWh

11. На „Топлофикация Русе“ ЕАД:

11.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 204,77 лв./MWh
11.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 114,28 лв./MWh
11.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,91 лв./MWh
11.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 132,92 лв./MWh
11.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 11.1, т. 11.3 и т. 11.4:
- Необходими годишни приходи – 78 590 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 75 674 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 650 хил. лв. и променливи – 58 024 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 40 609 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,18%
- Електрическа енергия – 252 302 MWh, в т. ч.:

- от високоефективно комбинирано производство – 233 000 MWh
- от некомбинирано производство – 19 302 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 43 638 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 276 006 MWh

12. На „Топлофикация Перник“ АД:

12.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 182,15 лв./MWh

12.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 91,66 лв./MWh

12.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 72,19 лв./MWh

12.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 38,67 лв./MWh

12.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 12.1, т. 12.3 и т. 12.4:

- Необходими годишни приходи – 74 967 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 69 139 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 401 хил. лв. и променливи – 48 738 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 95 264 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,40%
- Електрическа енергия – 243 636 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 232 608 MWh
- невисокоефективно комбинирано производство – 11 028 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 200 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 416 400 MWh

13. На „Топлофикация Сливен“ ЕАД:

13.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 188,78 лв./MWh

13.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 98,29 лв./MWh

13.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 80,50 лв./MWh

13.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,94 лв./MWh

13.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 13.1, т. 13.3 и т. 13.4:

- Необходими годишни приходи – 42 290 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 41 462 хил. лв., от които условно-постоянни – 11 437 хил. лв. и променливи – 30 025 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 23 176 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия– 132 210 MWh
- от високоефективно комбинирано производство – 124 610 MWh
- от невисокоефективно производство – 7 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 100 272 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 145 219 MWh

14. На „Топлофикация Габрово“ ЕАД:

14.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 281,64 лв./MWh

14.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 191,15 лв./MWh

14.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,21 лв./MWh

14.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 14.1 и т. 14.3:

- Необходими годишни приходи – 5 237 хил. лв., в т.ч.:
- Разходи – 5 145 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 231 хил. лв. и променливи

– 2 914 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 2 558 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,61%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 400 MWh

15. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД:

15.1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС– 42,18 лв./MWh

15.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 15.1:
- Необходими годишни приходи – 4 101 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 4 051 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 010 хил. лв. и променливи –
41 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 8 120 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 0,62%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94 100 MWh

16. На „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай:

16.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 207,24лв./MWh

16.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 116,75 лв./MWh

16.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 95,28 лв./MWh

16.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 16.1 и т. 16.3:
- Необходими годишни приходи – 8 853 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 8 435 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 410 хил. лв. и променливи – 5 025 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 11 453 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,65%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

17. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“:

17.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 196,95 лв./MWh

17.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,46 лв./MWh

17.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 17.1:
- Необходими годишни приходи – 4 913 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 4 678 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 801 хил. лв. и променливи – 2 877 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 6 050 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,88%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 050 MWh

18. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“:

18.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 195,66 лв./MWh

18.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,17 лв./MWh

18.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 18.1:

- Необходими годишни приходи – 6 449 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 945 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 064 хил. лв. и променливи – 3 881 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 637 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,84%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 24 831 MWh

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

19.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 217,81 лв./MWh

19.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,32 лв./MWh

19.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 19.1:

- Необходими годишни приходи – 2 266 хил. лв., в т.ч.:
  - Разходи – 2 093 хил. лв., от които условно-постоянни – 879 хил. лв. и променливи – 1 214 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 829 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 569 MWh

20. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД:

20.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 230,23 лв./MWh

20.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 139,74 лв./MWh

20.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 20.1:

- Необходими годишни приходи – 3 344 хил. лв., в т.ч.:
  - Разходи – 3 246 хил. лв., от които условно-постоянни – 879 хил. лв. и променливи – 2 367 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 859 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 800 MWh

21. На „Нова Пауър“ ЕООД:

21.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 170,52 лв./MWh

21.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 80,03 лв./MWh

21.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 48,10 лв./MWh

21.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 21.1 и т. 21.3:

- Необходими годишни приходи – 3 096 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 853 хил. лв., от които условно-постоянни – 837 хил. лв. и променливи – 2 016 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 775 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 14 111 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 340 MWh

22. На ЧЗП „Румяна Величкова”:

22.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 142,68 лв./MWh
22.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 52,19 лв./MWh
22.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 22.1:

- Необходими годишни приходи – 1 498 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 448 хил. лв., от които условно-постоянни – 298 хил. лв. и променливи – 1 150 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 653 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 820 MWh

23. На „Алт Ко“ АД:

23.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 174,89 лв./MWh
23.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 84,40 лв./MWh
23.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 23.1:

- Необходими годишни приходи – 1 748 хил. лв., в т.ч.:
  - Разходи – 1 642 хил. лв., от които условно-постоянни – 653 хил. лв. и променливи – 989 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 364 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 930 MWh

24. На „Брикел“ ЕАД:

24.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 175,94 лв./MWh
24.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,45 лв./MWh
24.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 69,56 лв./MWh
24.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 24.1 и т. 24.3:

- Необходими годишни приходи – 148 657 хил. лв., в т.ч.:
  - Разходи – 140 667 хил. лв., от които условно-постоянни – 27 918 хил. лв. и променливи – 112,749 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 113,168 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,06%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 452 000 MWh, в т. ч.:
  - собственото потребление – 24 554 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 12 962 MWh

25. На „Солвей Соди“ АД:

25.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 138,83 лв./MWh
25.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,34 лв./MWh
25.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 37,43 лв./MWh
25.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 25.1 и т. 25.3:

- Необходими годишни приходи – 136 960 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 123 495 хил. лв., от които условно-постоянни – 32 778 хил. лв. и променливи – 90 717 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 173 075 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 918 485 MWh
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 199 769 MWh, в т.ч.:
  - собственото потребление и към други потребители – 187 989 MWh

26. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

26.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 161,86 лв./MWh

26.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 71,37 лв./MWh

26.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 91,85 лв./MWh

26.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 26.1 и т. 26.3:

- Необходими годишни приходи – 11 101 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 10 494 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 705 хил. лв. и променливи – 7 789 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 800 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 070 MWh, в т.ч.:
  - към други потребители – 5 070 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 120 850 MWh

27. На „Декотекс” АД:

27.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 163,14 лв./MWh

27.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 72,65 лв./MWh

27.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 67,56 лв./MWh

27.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 67,56 лв./MWh

27.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 27.1, т. 27.3 и т. 27.4:

- Необходими годишни приходи – 3 019 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 621 хил. лв., от които условно-постоянни – 790 хил. лв. и променливи – 1 831 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 123 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 7 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 4 580 MWh

28. На „Енергиен център Зебра“ ЕООД:

28.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 209,11 лв./MWh

28.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 118,62 лв./MWh

28.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода

(без ДДС) – 90,99лв./MWh

28.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 81,62 лв./MWh

28.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 28.1, т. 28.3 и т. 28.4:

- Необходими годишни приходи – 3 252 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 881 хил. лв., от които условно-постоянни – 894 хил. лв. и променливи – 1 987 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 766 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 6 855 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 5 462 MWh

29. На „Белла България“ АД:

29.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 167,42 лв./MWh

29.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,93 лв./MWh

29.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 29.1:

- Необходими годишни приходи – 2 106 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 962 хил. лв., от които условно-постоянни – 725 хил. лв. и променливи – 1 237 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 860 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 547 MWh

30. На „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД:

30.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 178,81 лв./MWh

30.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 30.1:

- Необходими годишни приходи – 1 224 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 071 хил. лв., от които условно-постоянни – 362 хил. лв. и променливи – 709 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 975 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 720 MWh

31. На „Овердрайв“ АД:

31.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 349,97 лв./MWh

31.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 31.1:

- Необходими годишни приходи – 582 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 294 хил. лв. и променливи – 264 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 307 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 200 MWh

32. На „МБАЛ – Търговище“ АД:

32.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 338,24 лв./MWh
32.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 32.1:

- Необходими годишни приходи – 260 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 228 хил. лв., от които условно-постоянни – 138 хил. лв. и променливи – 90 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 581 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 271 MWh

33. На УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора:

33.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 236,19 лв./MWh
33.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 33.1:

- Необходими годишни приходи – 465 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 455 хил. лв., от които условно-постоянни – 182 хил. лв. и променливи 273 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 126 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh

34. На „Коген Загоре“ ЕООД:

34.1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 171,82 лв./MWh;
34.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 34.1:

- Необходими годишни приходи – 106 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 101 хил. лв., от които условно-постоянни – 82 хил. лв. и променливи 19 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 139 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,33%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 616 MWh

35. На „Оранжерии Петров дол“ ООД:

35.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 161,15 лв./MWh
35.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 70,66 лв./MWh
35.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 35.1:

- Необходими годишни приходи – 2 232 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 199 хил. лв., от които условно-постоянни – 875 хил. лв. и променливи – 1 324 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 888 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,72%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 385 MWh

36. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

36.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 152,75 лв./MWh

36.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 62,26 лв./MWh

36.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 45,99 лв./MWh

36.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 36.1 и т. 36.3:

- Необходими годишни приходи – 176 535 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 170 716 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 814 хил. лв. и променливи – 153 902 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 78 735 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,39%
- Електрическа енергия – 1 082 189 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 114 192 MWh
  - невисокоефективно комбинирано производство – 967 997 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 244 195 MWh

II. На основание чл. 54, ал. 1, т. 5 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 13, ал. 8 от Закона за енергетиката,

спира административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-71-8 от 14.05.2019 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Петрич“ ЕАД, до отпадане на основанието за спиране.

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

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

По т.3. Комисията, **след като разгледа заявления с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-41-34 от 29.03.2019 г., вх. № Е-13-41-35 от 29.03.2019 г. и вх. Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-6 от 02.04.2019 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. и вх. № Е-14-33-5 от 17.06.2019 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, допълнителна информация, постъпила с: писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-10 от 29.01.2019 г., вх. № Е-13-62-56 от 13.05.2019 г. и вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-262-12 от 31.01.2019 г., вх. № Е-13-262-47 от 15.05.2019 г. и вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-273-6 от 28.01.2019 г., вх. № Е-13-273-35 от 14.05.2019 г. и вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г., вх. № Е-13-09-20**

от 15.05.2019 г., вх. № Е-13-09-21 от 15.05.2019 г. и изх. № РД-01-42 от 25.01.2019 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-16 от 24.06.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-13-77-6 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-01-36 от 24.06.2019 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, събраните данни и доказателства от проведените на 04.06.2019 г. открито заседание и на 07.06.2019 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос 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 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 (§ 7, т. 1 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.).

Комисията определя на централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW премии за произведената електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (§ 6 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.). 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 изчислява 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.

Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР определя 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 Комисията приема за обосновано прилагането на 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.

По силата на § 40 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., КЕВР провежда процедури за утвърждаване и определяне на цени и премии за ценовия или регулаторния период от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г., въз основа на § 2, 3, 4, 5, 6, § 7 относно т. 1, § 19, 21, 23, 24 и § 37 относно т. 1 – 3.

Назначената със Заповед № З-Е-93 от 17.05.2019 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подадените от енергийните дружества заявления и постъпилите допълнителни писма. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-292 от 21.05.2019 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 84 от 27.05.2019 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 04.06.2019 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 96 от 05.06.2019 г., т. 2 е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 07.06.2019 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведените открито заседание и обществено обсъждане от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-32 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-01-36 от 14.06.2019 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), с вх. № Е-13-41-54 от 04.06.2019 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), с вх. № Е-13-62-66 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-62-66 от 14.06.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-47-30 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-47-35 от 11.06.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-262-55 от 04.06.2019 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-13 от 04.06.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-42 от 04.06.2019 г. от „Електроразпределение Север“ АД, с вх. № Е-13-46-35 от 04.06.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, с вх. № Е-14-24-7 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-14-24-9 от 11.06.2019 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-13-12-6 от 03.06.2019 г. и вх. № Е-13-12-6 от 20.06.2019 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с вх. № Е-14-33-10 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-14-33-5 от 17.06.2019 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, които Комисията е разгледала и обсъдила по-долу в мотивите на настоящото решение.

Във връзка с проведеното обществено обсъждане са постъпили становища и възражения от заинтересовани лица, както следва:

С писмо с вх. № Е-04-64-2 от 04.06.2019 г. Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) е представил становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

ФСЕС посочва, че на 15.05.2019 г. е публикуван вторият доклад на Европейската комисия (ЕК) с общия брой квоти в обращение за целия Европейски съюз през 2018 г. за целите на Резерва за пазарна стабилност, съгласно който за периода 01.09.2019 г. – 31.12.2019 г. индикативният размер на оставащите квоти за търгуване е 8 726 000, т.е. при отпадане на 24% от тях в резултат на прилагането на чл. 10, § 2 от Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 октомври 2003 година за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността и за изменение на Директива 96/61/ЕО на Съвета (Директива 2003/87/ЕО) ще останат 6 631 760 квоти. Прогнозира, че по отношение на количествата квоти в обращение през 2020 г., ако се приеме ориентировъчен брой квоти колкото за 2019 г. (20 609 500), за месеците от януари до края на август индикативно трябва да бъдат търгувани около 12 млн. квоти, но с намалението от 24% ще останат малко повече от 9 млн. Обръща внимание, че от 15.05.2020 г. има нов доклад на ЕК и с голяма вероятност общият брой квоти в обращение, след вече извършеното намаление с 24%, ще бъде отново намален. Предвид изложеното счита, че промените в количествата квоти за емисии в обращение ще окажат съществено влияние върху цената им през следващия ценови период. В тази връзка намира за необходим детайлен анализ на приходите от квоти за емисии при утвърждаване на цена за задължения към обществото, за да бъде запазена стабилността на Фонда и да бъде гарантиран механизмът за компенсиране на производителите на електрическа енергия. Също така, след направен анализ на изпълнението на предвидените в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР разходи, ФСЕС констатира, че вследствие на увеличението на цената на квотите на емисии реалните разходи на „Национална електрическа компания“ ЕАД за компенсиране на „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД за дължимите от тях вноски по чл. 36е от ЗЕ надхвърлят прогнозните 54 542 хил. лв. с 13 544 хил. лв. Недостиг е отчетен и при разходите за компенсиране на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производителите с дългосрочни споразумения за изкупуване на енергия., съответно 109 092 хил. лв. за „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и 168 707 хил. лв. за „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. За изтичащия ценови период Фондът очаква също така и недостиг от ≈ 6-10 млн. лв. в предвидените разходи за компенсиране на обществения доставчик за изкупена електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност под 4 MW. Според ФСЕС, за да могат реално извършените разходи от обществения доставчик да бъдат компенсирани в следващ период, е от съществено значение да бъдат отчетени динамиката на цените на пазара на квоти на емисии и предстоящите намаления на общия брой квоти в обращение.

Комисията приема за основателни горните аргументи, като те са отразени в т. V от мотивите на настоящото решение.

С писма с вх. № Е-13-14-4 от 05.06.2019 г. и с вх. № Е-13-14-5 от 21.06.2019 г. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е представило становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството изразява несъгласие с непризнаването в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за извършената SO_2 & NO_x модернизация, мотивирано в доклада с липсата на одобрение от страна на КЕВР на изменение на финансовия модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. В тази връзка отбелязва, че на 07.03.2016 г. между НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е подписано Споразумение за изменение на Споразумението за изкупуване на енергия (СИЕ), което е одобрено от КЕВР с Решение № Р-236 от 22.04.2016 г. Със своето решение КЕВР е одобрила капиталовата инвестиция за модернизацията и я е определила като инвестиция на основание „промяна в законодателството“ – клауза 20.2 от СИЕ. Посочва,

че Комисията не се е произнесла по конкретния размер на инвестицията, който по това време не е бил известен, но изрично е заявила в цитираното решение, че инвестицията е направена за привеждане на централата в съответствие с екологичните изисквания на Директива 2010/75/ЕО от 24 ноември 2010 г. за индустриалните емисии, имплементирани в българския Закон за чистота на атмосферния въздух. В одобреното от КЕВР Споразумение за изменение на СИЕ (клауза 3.2.4) са посочени размерът и сроковете за плащане на общия размер на инвестицията за модернизация от страна на НЕК ЕАД на вноски – първоначално плащане в размер на 10 млн. евро (без ДДС) със срок на плащане до 31.12.2017 г., като остатъкът от общия размер на инвестицията се дължи на четири вноски, дължими на всеки 6 (шест) месеца, като първата от тези четири вноски се заплаща не по-късно от 30.06.2018 г. Съгласно постигнатата договореност с НЕК ЕАД сумата, която следва да бъде изплатена от обществения доставчик по силата на Споразумението за изменение на СИЕ, трябва да покрие инвестиционните разходи и тяхната възвръщаемост с норма, посочена от новия (обновен) тарифен модел, който следва да бъде одобрен от регулатора. В рамките на 2017 г. и в началото на 2018 г. НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са съгласували размера на инвестицията и са уточнили, че разходите за направената инвестиция възлизат на 17,1 млн. евро (без ДДС). В съответствие с клаузите на Споразумението за изменение на СИЕ, дружеството е представило за одобрение в КЕВР актуализиран тарифен модел със заявление с вх. № Е-13-14-3 от 01.03.2018 г., като до настоящия момент няма произнасяне от страна на Комисията. Според дружеството СИЕ и Споразумението за изменение на СИЕ от 2016 г. не поставят компенсирането на капиталовата инвестиция за извършената модернизация под условие включването на такъв разход в регулираните цени на НЕК ЕАД. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД счита за безспорен факт, че разходите за модернизация произтичат от условията на СИЕ и чл. 20.2 от СИЕ (промяна в законодателството) и тяхното компенсиране следва да се осъществи или чрез цените на обществения доставчик, които се утвърждават от КЕВР, или чрез средствата, управлявани от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, или по друг подходящ начин по преценка на КЕВР. В тази връзка напомня, че в установената регулаторна практика КЕВР е приела, че е длъжна при определяне на регулираните цени на НЕК ЕАД да вземе предвид клаузите на СИЕ, договорени между обществения доставчик и дружеството, и подчертава, че след като капиталовата инвестиция за модернизацията е била одобрена от КЕВР като корекция на общото плащане по СИЕ, базирана на промяна в законодателството, липсата на последваща компенсация за НЕК ЕАД (чрез цени или по друг начин) или всяко друго несъответствие в третирането на тази инвестиция би довело до противоречиви регулаторни решения.

КЕВР приема за неоснователни изложените аргументи на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. Съгласно т. 2.1. от Споразумение за изменение на Споразумение за изкупуване на енергия от 07.03.2016 г. НЕК ЕАД има задължение да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД размера на инвестицията за SO_2 и NOx Модернизацията, плюс възвръщаемост на така установената инвестиция при норма, както е посочена в новия тарифен модел, одобрен от КЕВР едновременно с или след одобрение на Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. Общият размер на инвестицията следва да бъде платен от НЕК ЕАД на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, както следва: 10 (десет) милиона евро не по-късно от 31 декември 2017 г. и останалата сума от Общия размер на инвестицията – на 4 (четири) равни вноски, дължими на всеки 6 месеца, като първата вноска трябва да бъде платена не по-късно от 30.06.2018 г. В Комисията е представен за одобрение тарифен модел с писмо с вх. № Е-13-14-3 от 01.03.2018 г., т.е. след настъпване падежа на първата вноска по Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. Следва да се има предвид, че „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е подало жалба срещу мълчалив отказ на КЕВР да се произнесе за одобряването на тарифен модел по искане с вх. №Е-13-14-3/01.03.2018 г., по която в Административен съд София-град (АССг) е образувано адм. дело № 9274 от 2018 г. С Определение № 7656 от 29.11.2018 г.

АССГ е оставил без разглеждане жалбата на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД и е прекратил производството по адм. дело № 9274 от 2018 г. Определението на АССГ е оставено в сила с Определение № 1396 от 04.02.2019 г. на Върховния административен съд (ВАС) по адм. дело № 51 от 2019 г. В тази връзка съдът е изложил мотиви, че доколкото както в Споразумение за изменение на Споразумение за изкупуване на енергия от 07.03.2016 г., така и в Решение № Р-236 от 22.04.2016 г. на КЕВР, липсва правна регламентация и предвидена процедура за одобряване на тарифния модел, то се касае за служебно производство, което започва по инициатива на КЕВР, която единствено може да прецени кога и по какъв ред следва да бъде одобрен този модел. Към момента административното производство в тази връзка не е приключило поради необходимост от анализ на представения от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД модел.

С писмо с вх. № Е-13-40-1 от 10.06.2019 г. „Калиакра Уинд Пауър“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството отбелязва, че при формирането на цената за достъп за производители с динамично променяща се генерация всички приходи от предоставяне на преносна способност са включени само в определената цена за пренос и в противоречие с предходни ценови решения не са отразени и никакви приходи от реактивна енергия. Настоява при одобрение на разходи на ЕСО ЕАД, КЕВР да изисква доказателства за извършването им в предходния регулаторен период.

Комисията счита възражението на дружеството за неоснователно. Приходите на оператора на електропреносната мрежа от предоставяне на преносна способност и от реактивна енергия не са относими към услугата по предоставяне на достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, която отразява разходите за управление на електроенергийната система, а към услугата пренос. Реактивната енергия увеличава технологичните разходи на мрежовия оператор, които са ценообразуващ елемент на цената за пренос, съответно ако приходите от нея се използват за намаляване на цената за достъп, би се получило недопустимо кръстосано субсидиране между двете цени и групите ползватели на мрежата, които ги заплащат. Съгласно член 16, параграф 6, от Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1228/2003 приходите от преносна способност следва да се използват за увеличаване на междусистемните капацитети чрез мрежови инвестиции, по-специално в нови междусистемни електропроводи или за намаляване на тарифата, когато подобни инвестиции не са необходими. Ако ЕСО ЕАД инвестира тези приходи в трансгранични електропроводи, придобитите нови активи биха се отразили в РБА за дейността пренос, където са отразени и съществуващите трансгранични електропроводи, т.е. те са ценообразуващ елемент на цената за пренос, съответно ако приходите от преносна способност се използват за намаляване на цената за достъп, би се получило недопустимо кръстосано субсидиране между двете цени и групите ползватели на мрежата, които ги заплащат.

С писма с вх. № Е-12-00-239 от 06.06.2019 г. от „Солар 11“ ЕООД, вх. № Е-12-00-240 от 06.06.2019 г. от „Смолник Енерджи“ ЕООД, вх. № Е-12-00-241 от 06.06.2019 г. от „Чарган Солар Плант“ ЕООД, вх. № Е-12-00-242 от 06.06.2019 г. от „Джей Би Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-243 от 06.06.2019 г. от „Солар Проджектс“ ЕАД, вх. № Е-12-00-244 от 06.06.2019 г. от „Ханово 1 Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-245 от 06.06.2019 г. от „СП02“ ЕООД, вх. № Е-12-00-246 от 06.06.2019 г. от „Вълчин Енерджи“ ЕООД, вх. № Е-12-00-247 от 06.06.2019 г. от „Феникс Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-248 от 06.06.2019 г. от „Инниммо Солар“ ЕАД, вх. № Е-12-00-249 от 06.06.2019 г. от „Ботево 1 Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-250 от 06.06.2019 г. от „Финер Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-251 от 06.06.2019 г. от „Еко Хелиос Енерджи“ ЕООД, вх. № Е-12-00-252 от 06.06.2019 г. от „Гисолар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-253 от 06.06.2019 г. от „Сън Енерджи Кула 1“ ЕООД, вх. № Е-12-00-254 от 06.06.2019 г. от „Сънфлауър-Угърчин“ ЕООД, вх. № Е-12-00-255 от 06.06.2019 г. от

„Биомет Солар Пчеларово“ ЕООД, вх. № Е-12-00-262 от 10.06.2019 г. от „Риъл Продукт“ ЕООД и вх. № Е-12-00-263 от 10.06.2019 г. от „Филикон-97“ АД, горните дружества са представили становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружествата посочват, че заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД не е обявено на интернет страницата на Комисията, а в публикуваните заявления на електропреносния оператор с вх. № Е-13-41-34 от 29.03.2019 г. и вх. № Е-13-41-35 от 29.03.2019 г. липсват изходни данни, което представлява нарушение на изискванията на чл. 15 от ЗЕ и чл. 11 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация. Производителите считат, че липсва конкретна обосновка на ценообразуващите елементи, които налагат увеличение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънце и вятър спрямо предходния ценови период, както и съпоставка с разходите, които се правят за останалите производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и за производителите на енергия от конвенционален източник. В тази връзка намират позицията на КЕВР за различно третиране на производителите на електрическа енергия от слънце и вятър за неправилна и необоснована. Посочват, че за периода няма никакви нови обстоятелства, които да обосновават такова значително увеличение на цената за достъп. Не са съгласни с извода на Комисията, че производството на електрическа енергия от вятърни и слънчеви централи води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги. Подчертават, че първичното регулиране се определя по правилата на Европейската мрежа на електроенергийните системни оператори, неговата величина не зависи от генериращите мощности, тоест от индивидуалното участие на производителите от слънце и вятър или изобщо от други производители и твърдят, че всъщност производителите от възобновяеми източници не влияят върху закупувания допълнителен резерв по-различно от конвенционалните и другите възобновяеми централи, защото ЕСО ЕАД трябва да закупи тези количества, независимо от измененията в товарите и генерациите. Според производителите за разлика от цената за достъп, която е определена без да се вземат предвид конкретните небаланси на конкретния производител и затова е необоснована, небалансите, заплащани индивидуално от производителите, отразяват обективното им влияние върху електроенергийната система на страната и финансово компенсират разходите на ЕСО ЕАД за балансирането на цялата електроенергийна система. Чрез цената за достъп за производителите на електрическа енергия от вятър и слънце на практика те заплащат още веднъж за балансирането на системата, но този път – независимо от индивидуалния принос на всеки един от тях. Считат също така, че утвърденият от регулатора нов разход (за достъп до преносната мрежа), който не е бил предвиден към момента на определяне на съответната преференциална цена, валидна към момента на пускане в експлоатация и не е включен в нея, съответно не е предвиден при актуализацията на прогнозната пазарна цена и при определянето съответните премии за компенсация, е в противоречие с чл. 2, ал. 1, т. 1 и чл. 31, ал. 4 от ЗЕВИ и чл. 20 от НРЦЕЕ. В заключение предлагат КЕВР да не утвърждава цена за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънце и вятър или алтернативно да запази размера й от предходния регулаторен период в съответствие с искането на ЕСО ЕАД.

По отношение предложената прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. дружествата посочват, че поради недостъпност на данните за почасовите графици на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 г., предоставени на КЕВР с писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от ЕСО ЕАД, не е възможно обосновано да се проследи как е постигната стойността на груповия коефициент за съответната група производители. Считат, че липсва и икономическа обосновка за изчислението на съответните прогнозни цени, поради взаимно противоречащи си изводи на КЕВР – от една страна регулаторът очаква допълнителните количества електрическа енергия от слънчева

енергия да понижат чувствително цената на пиковата енергия и от там и цените за базов товар, но от друга в следващата част от анализа си посочва цена на базов товар, която е значително по-висока от определената за предходния регулаторен/ценови период. Обръщат също така внимание, че не е логично да се обосновава увеличение с над 20% на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар с мотиви, почти идентични на тези от предходното ценово решение. Предлагат КЕВР да запази настоящите стойности или да приеме увеличение с не повече от 10% на прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни. КЕВР не е нарушила разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ при публикуването на заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД. Същото съдържа факти, свързани със стопанската дейност на дружеството, техническа и финансова информация, структура на разходите, цени и др. В този смисъл изходните данни в заявлението съдържат информация, която съставлява производствена и търговска тайна и чието разгласяване е забранено предвид разпоредбата на чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията (ЗЗК). Същевременно, публикуването на изходните данни от заявлението на ЕСО ЕАД ще доведе до нелоялна конкуренция между търговци чрез узнаване, използване или разгласяване на търговска тайна, което е форма на нелоялна конкуренция, посочена в специалните текстове на ЗЗК. КЕВР не е съгласна с твърденията на дружествата за липса на обосновка на ценообразуващите елементи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация, както и за необоснованост по отношение различното третиране на тези производители. В т. VI от мотивите на това решение подробно са представени заявените от преносния оператор стойности на ценообразуващите елементи на цената за достъп и е извършена оценка на икономическата им обоснованост. Следва да се има предвид, че въз основа на изменената разпоредба на чл. 104, ал. 2 от ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) производителите на електрическа енергия дължат цени за достъп и/или пренос. В тази връзка е обосновано разходите на оператора на електропреносната мрежа за студен резерв, допълнителни услуги и ½ от условно-постоянните разходи и възвръщаемостта, свързани с управление на електроенергийната система, да се покриват от всички производители на електрическа енергия, в т.ч. и от тези от слънце и вятър. С цел обективно отразяване на разходите и равнопоставеност, както спрямо другите производители, така и спрямо крайните клиенти, обаче, е необходимо да се запази съществуващото положение допълнителните разходи по чл. 29 от НРЦЕЕ да се покриват единствено от производителите с динамично променяща се генерация. В тази връзка, по отношение на производителите с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, е необходимо цената по чл. 29 от НРЦЕЕ да отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора на електропреносната мрежа за студен резерв, допълнителни услуги и ½ от условно-постоянните разходи и възвръщаемостта, свързани с управление на електроенергийната система.

Цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, покрива и допълнителни разходи за разполагаемост, които ЕСО ЕАД извършва и които не се включват в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от крайните клиенти и останалите производители. Тези разходи са предизвикани от променливата генерация на производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, което налага увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаичните електрически централи (ФЕЦ) и вятърните електрически централи (ВяЕЦ). Разходите за резерв за допълнителни услуги, включени в цена за достъп за производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, произтичат от необходимостта да бъдат поддържани конкретни енергийни мощности в готовност, като в случай на възникнал небаланс в електроенергийната система същите да могат да бъдат своевременно активирани. Към определените ценообразуващи елементи на цената за достъп нямат отношение нито тежестта на разходите за електрическа енергия, произведена от

съответната технология, нито размерът на преференциалната цена на различните производители. Неоснователно е твърдението, че утвърждаването на цена за достъп единствено за горните видове производители е дискриминационна мярка и представлява повторно заплащане на разходи, които вече са покрити чрез определената цена за достъп до електропреносната мрежа. В тази връзка следва да бъде отчетено, че производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от водноелектрически централи и 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, пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, спирания и пускания, както и тези за резерв. В тази връзка покриването на тези разходи чрез цената за достъп до електропреносната мрежа би било необосновано, неравнопоставено и в нарушение на интересите на крайните клиенти и останалите производители, тъй като тези разходи се явяват допълнителни за системата и тяхната финансова тежест следва да се компенсира от субектите, които са ги причинили. В тази връзка производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия следва да покриват допълнителните разходи, които предизвикват за управление на системата. Посочената стойност от 100 MW допълнителна мощност е изчислена на база увеличение на диапазона за вторично регулиране с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност за ФЕЦ и със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност за ВяЕЦ, като получената стойност е редуцирана с около 40% предвид факта, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в електроенергийната система от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. От своя страна производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, поради своята специфика, както е посочено по-горе, формират допълнителни разходи в тази връзка – разходите за поддържането на допълнителни резервни енергийни мощности в готовност, които в случай на възникнал небаланс в електроенергийната система, причинен от динамично променящата се генерация на производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, да могат да бъдат своевременно активирани. В тази връзка следва да се има предвид, че аргументи за формирането на размера на ценообразуващите елементи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънчева и вятърна енергия са изложени по-долу в мотивите на настоящото решение. Също така според чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната 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, свързани с управление на електроенергийната система, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечиране във връзка с балансиране и др.

Комисията не приема мотивите на дружествата по отношение предложената прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. Прогнозната пазарна цена за базов товар е определена в съответствие с изискванията на чл. 37а от НРЦЕЕ, съгласно която 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. Ясно е посочено, че постигнатите среднопретеглени цени на тези сделки на българския борсов пазар са в диапазона 93 – 97 лв./MWh, а фючърсните сделки на HUDEX и унгарските фючърси на EEX (European Energy Exchange) достигат нива от около 58 – 59 евро/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 60 евро/MWh. Аргументът, че допълнителните количества електрическа енергия от слънчева енергия могат да понижат цената на пиковата енергия и от там и цените за базов товар е изтъкнат като един от факторите, които са предпоставка за консервативната прогноза на Комисията, която определя прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 89 лв./MWh,

въпреки че ако отчете постигнатите цени на централизирания пазар на двустранни договори (ЦПДД), тя следва да е в диапазона от 93 до 97 лв./MWh. Определената през предходния регулаторен/ценови период прогнозната пазарна цена няма отношение към настоящия, като единствено влияние оказват постигнатите цени на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Комисията счита, че прогнозна пазарна цена за слънчева енергия в размер на 96,35 лв./MWh е консервативна и отразява реалните ценови нива, които производителите от такава енергия могат да постигнат, като дори могат да превишат. Доказателство за горното са среднопретеглените цени от търгове за продажба на електрическа енергия от ФЕЦ на ЦПДД на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), проведени на 13.06.2019 г. и 21.06.2019 г., а именно:

Дата	*Среднопретеглена цена*	*Период на доставка и отклонения*	*Товар MW*
21.06.2019	104,97	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	15
13.06.2019	100,01	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+350%)	2
13.06.2019	105,01	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	25
13.06.2019	97,51	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	2
13.06.2019	92,11	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	15
13.06.2019	104,98	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	50

С писмо с вх. № Е-12-00-256 от 06.06.2019 г. „Балкан Фриго“ ЕООД, „Геовид“ ЕООД, „Ханово 2 СОЛАР“ ЕООД, „Каравелово Солар“ ЕООД, „Кукорево 1 Солар“ ЕООД, „Меден Кладенец Солар“ ЕООД, „Пи Ви Инвест БГ“ ЕООД, „Соларен Парк Хаджидимово 1“ ЕООД, „Солар Ел Систем“ ЕАД, „Соларен Парк Хаджидимово 2“ ЕООД, „Кадийца“ ЕООД, „Ник Енерджи“ ЕООД, и „Солар Плана“ ЕООД са представили становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружествата считат, че липсва конкретна обосновка на ценообразуващите елементи, които налагат увеличение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънце и вятър спрямо предходния ценови период, както и съпоставка с разходите, които се правят за останалите производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и за производителите на енергия от конвенционален източник. Предвид горното намират позицията на КЕВР за различно третиране на производителите на електрическа енергия от слънце и вятър за неправилна и необоснована. Посочват, че за периода няма никакви нови обстоятелства, които да обосновават такова значително увеличение на цената за достъп. Не са съгласни с извода на Комисията, че производството на електрическа енергия от вятърни и слънчеви централи води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги. Подчертават, че първичното регулиране се определя по правилата на Европейската мрежа на електроенергийните системни оператори, неговата величина не зависи от генериращите мощности, тоест от индивидуалното участие на производителите от слънце и вятър или изобщо от други производители и твърдят, че всъщност производителите от възобновяеми източници не влияят върху закупувания допълнителен резерв по-различно от конвенционалните и другите възобновяеми централи, защото ЕСО ЕАД трябва да закупи тези количества, независимо от измененията в товарите и генерациите. Според производителите за разлика

от цената за достъп, която е определена без да се вземат предвид конкретните небаланси на конкретния производител и затова е необоснована, небалансите, заплащани индивидуално от производителите, отразяват обективното им влияние върху електроенергийната система на страната и финансово компенсират разходите на ЕСО ЕАД за балансирането на цялата електроенергийна система. Чрез цената за достъп за производителите на електрическа енергия от вятър и слънце на практика те заплащат още веднъж за балансирането на системата, но този път – независимо от индивидуалния принос на всеки един от тях. Считат също така, че утвърденият от регулатора нов разход (за достъп до преносната мрежа), който не е бил предвиден към момента на определяне на съответната преференциална цена, валидна към момента на пускане в експлоатация и не е включен в нея, съответно не е предвиден при актуализацията на прогнозната пазарна цена и при определянето съответните премии за компенсация, е в противоречие с чл. 2, ал. 1, т. 1 и чл. 31, ал. 4 от ЗЕВИ и чл. 20 от НРЦЕЕ. В заключение предлагат КЕВР да не утвърждава цена за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънце и вятър или алтернативно да запази размера й от предходния регулаторен период в съответствие с искането на ЕСО ЕАД.

Комисията счита възраженията на дружествата за неоснователни предвид изложените по-горе аргументи.

С писмо с вх. № Е-04-29-2 от 20.06.2019 г. Българска ветроенергийна асоциация (БВА) е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

БВА обръща внимание, че с утвърждаването на три цени за достъп се допуска неравноправно третиране от една страна между крайни клиенти и производители, а от друга между производителите от ВяЕЦ и ФЕЦ и всички останали производители, без да е изложен реален мотив за подобно разделение на централите. В тази връзка посочва, че нормата на закона е приложена неправилно и са надхвърлени пределите на оперативната самостоятелност на регулатора, тъй като чл. 104, ал. 2 от ЗЕ не разделя производителите в отделни групи или категории и съответно не регламентира възможност за подобно разделение в подзаконов акт.

Според БВА липсва яснота относно разпределяне на разходите на преносния оператор между двете услуги – достъп до и пренос през електропреносната мрежа. Счита, че ценовото регулиране следва да осигурява контрол върху разходите, с оглед извършваната по същността си монополна дейност от страна на преносния оператор, както и да осигури възможност на заинтересованите лица да анализират възприетите от Комисията ценообразуващи елементи за всяка от цените. По-конкретно посочва, че в т. 4 (съответно в т. 4.1 и 4.4) от проекта на решение са визирани само „необходими приходи“, без да е ясно какви са тези необходими приходи за осъществяване на услугата по пренос и съответно на услугата по достъп, като подобно е положението и с определяне на нормата на възвръщаемост и как се разпределя същата между двете различни услуги. Не ставало ясно също така в какво съотношение условно-постоянните разходи на ЕСО ЕАД се разделят и се съотнасят към цената за пренос и цената за достъп и по-нататък към цените за достъп на отделните групи ползватели на мрежата.

Липсва яснота и относно разпределяне на приходите на ЕСО ЕАД от реактивна енергия, капацитет и такси за присъединяване – в ценообразуването на коя от услугите (пренос или достъп) се включват, като позицията на БВА е, че посочените приходи следва да се отнесат към услугата достъп. Отбелязва, че липсата в НРЦЕЕ на механизъм за разпределение на разходите и на необходимите приходи за образуване на цените за достъп и пренос позволява на Комисията да включва приходите от реактивна енергия и преносна способност или в цената за достъп или в цената за пренос през различните ценови периоди без съответната обосновка.

Според асоциацията липсват каквито и да било мотиви, защо регулаторът счита, че разходите за всички допълнителни услуги и студен резерв касаят и се отнасят само към производителите. Намира за необективно и невярно разбирането на КЕВР, че крайните

клиенти нямат никакво отношение към допълнителните услуги. От друга страна, включването на тези разходи само в цените за производители не почива на анализ доколко и кои допълнителни услуги и студен резерв касаят конвенционалните централи, съответно производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници и в частност вятърни и слънчеви централи. КЕВР не е посочила по какви причини се налага към цената от 3,02 лв./MWh за тези производители, каквато е заявило ЕСО ЕАД, да се начисли допълнително и цената, определена за другите производители, в резултат на което цената за достъп за производителите от вятър и слънце се определя в размера от 5,12 лв./MWh, спрямо 2,10 лв./MWh за всички останали производители.

Във връзка с изложеното, на основание чл. 104, ал. 2 от ЗЕ и в съответствие с принципите на регулиране, регламентирани в закона, БВА предлага да се определи една цена за достъп до електропреносната мрежа за всички производители на електрическа енергия.

Комисията счита възраженията на БВА за неоснователни предвид изложените по-горе аргументи. Неоснователно е и твърдението на БВА, че нормата на закона – чл. 104, ал. 2 от ЗЕ, е приложена неправилно и са надхвърлени пределите на оперативната самостоятелност на регулатора. Посочената норма регламентира субектите, които дължат цени за достъп. Правилата за образуване на тези цени се определят в НРЦЕЕ – чл. 36, ал. 3 от ЗЕ. В тази връзка въз основа на обективни и недискриминационни критерии и при отчитане на различното влияние на отделните групи субекти по чл. 104, ал. 2 от ЗЕ върху размера на разходите на мрежовия оператор за предоставяне на услугата за достъп, НРЦЕЕ регламентира специални разпоредби, въз основа на които се формират съответните им цени за достъп – чл. 26, ал. 1, чл. 26, ал. 2 и чл. 29 от НРЦЕЕ. Също така, според чл. 32, ал. 2, т. 2 от ЗЕ Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури на цените в съответствие с разходите. В тази връзка като пример може да бъде посочена трайната регулаторна практика на КЕВР за утвърждаване на отделни цени за достъп до електроразпределителната мрежа за битови и небитови крайни клиенти.

С писмо с вх. № Е-04-40-3 от 20.06.2019 г. Асоциация Хидроенергия е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Асоциацията възразява срещу предложената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 2,10 лв./MWh, тъй като чрез нея драстично и за пореден път през последните години (след значителното увеличение на таксите за водовземане и въведената петпроцентна такса върху приходите по чл. 36е от ЗЕ) се нарушава рамката на сключените договори и се увеличава финансовият риск за производителите.

Комисията приема за неоснователно горното възражение. Цената за достъп до електропреносната мрежа за производители е определена на основание чл. 104, ал. 2 от ЗЕ и чл. 26, ал. 2 от НРЦЕЕ.

С писмо с вх. № Е-04-37-17 от 13.06.2019 г. Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

АСЕП счита за несправедливо наличието на субсидирана от клиентите на свободен пазар регулирана цена, която изкривява пазара и поставя в неизгодна позиция едни клиенти за сметка на други, с аргумента, че социална политика за енергийно бедни потребители трябва да се осъществява от Министерството на труда и социалната политика и не е функция на националния регулатор.

Според асоциацията разликата от 27% между прогнозната и реално постигната пазарна цена на пазар „ден напред“ за изминалия регулаторен период несправедливо се прехвърля върху пазарните участници чрез по-високи приходи за производителите с договори за премии и по-високи разходи за търговци и крайни потребители, без тези изкривявания да бъдат коригирани или компенсирани в следващите ценови периоди. С оглед на горното настоява КЕВР да взема своевременно коригиращи решения при

съществена промяна на пазарни фактори, защото всяка разлика между прогнозни и пазарни стойности се поема от пазарните участници и рефлектира в дисбаланси.

АСЕП намира за сериозен пропуск липсата на яснота как ще се осигури почти сигурно очертаващият се дефицит на електрическа енергия за регулиран пазар, най-вече в зимните месеци, с оглед отчетения недостиг за изтичащия регулаторен период и твърде консервативната прогноза на Комисията за предстоящия такъв. Отбелязва, че без наличието на релевантно решение на регулатора за увеличаване на количествата за обществена доставка, ФСЕС не би следвало да компенсира допълнително направени разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, надхвърлящи предвидените в действащото ценово решение в размер на 76,99 лв./MWh, като по изчисления на АСЕП чрез събраните от Фонда приходи НЕК ЕАД е платило на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД допълнителни 61,06 лв./MWh над признатата от КЕВР цена или обща сума от 129,66 лв./MWh. В тази връзка счита, че това действие противоречи и на изискването на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, според който Комисията не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период. С оглед изложеното препоръчва КЕВР да проявява гъвкавост и да използва законоустановените си правомощия за прехвърляне на количества между регулиран и свободен пазар чрез промяна на квоти, посредством коригиращи решения по време на ценовия период.

КЕВР приема възраженията на АСЕП за неоснователни. Съществуването на регулиран пазар е регламентирано в ЗЕ, съответно Комисията е длъжна да утвърди предвидените в този закон цени. По отношение на количествата за обществена доставка, при определянето на техния размер за предстоящия регулаторен период, Комисията отчита информацията, подадена от крайните снабдители и обществения доставчик. Въпреки че е изразило притеснения относно недостиг на енергия на регулирания пазар, НЕК ЕАД не е представило актуализирана прогноза. С писмо с изх. № Е-13-01-36 от 19.06.2019 г. такава е изискана от крайните снабдители, но те запазват общото количество за периода, като коригират единствено помесечното разпределение.

По отношение на възраженията, касаещи „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, следва да се има предвид, че на дружеството не е определена по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия, която да бъде изкупувана от обществения доставчик. Във връзка с „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са отчетени наложените му на основание чл. 70, ал. 1 от ЗЕ допълнителни задължения за обслужване на обществото със съответните заповеди на министъра на енергетиката. Според чл. 70, ал. 4 от ЗЕ извършените в тази връзка от енергийните предприятия допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ.

С писма с вх. № Е-04-05-5 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-04-05-5 от 20.06.2019 г. Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК) е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Според БФИЕК сделките за технологични загуби трябва да се реализират единствено при свободно договорени цени, без компенсаторен механизъм, който изкривява ценовите нива на пазар „ден напред“ на БНЕБ ЕАД чрез възстановяване на разликата в цената на технологичните загуби в следващия ценови период.

БФИЕК посочва, че битовите потребители на регулиран пазар продължават да бъдат кроссубсидирани и изолирани от тежестта на емисиите CO_2, не само чрез крайната цена на електрическата енергията за регулиран пазар, но и посредством индивидуалната цена на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, определена в размер на 53,90 лв./MWh за регулиран пазар, при последно реализирани среднопретеглени цени на търговете на свободен пазар от 97,00 лв./MWh или с близо 80% по-високи.

Федерацията обръща внимание на необходимостта от правилно разпределение на производствените мощности за регулиран пазар от обществения доставчик. Обратното води до отнемане на количества електрическа енергия от свободен пазар, поради недостиг

на регулирания пазар, което рефлектира в скокообразен ръст на ценовите нива на пазар „ден напред“, съответно на пределните цени на балансиращата енергия за регулиране нагоре. Цената за регулиране надолу пък е занижена до 0,00 лв./MWh, противно на логиката за осигуряване на минимален излишък в електроенергийната система. С оглед описаните пазарни условия остава абсолютно непредвидимо и непрозрачно активирането на мощности студен резерв, които получават цена за произведена нетна електрическа енергия по механизъм, сходен на този за определяне на пределната цена за балансираща енергия.

БФИЕК настоява за по-справедливо разпределение на приходите от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, което да намали по равномерен начин всички компоненти на цената за задължения към обществото и призовава за засилен контрол и приемане на мерки срещу реализиране на надвзет приход от ВЕИ производителите, при постигнатите реални цени на свободния пазар на електрическа енергия.

КЕВР не приема възраженията на БФИЕК. Според действащите норми на чл. 27а и чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи във връзка с цената за пренос на оператора на електропреносната мрежа, съответно на операторите на електроразпределителните мрежи, се коригират с надвзет/недовзет приход по правилата на посочените норми. По отношение на определената регулирана цена на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, следва да се има предвид, че същата следва да е разходоориентирана и не отразява пазарните нива.

С писмо с вх. № Е-04-04-5 от 20.06.2019 г. Омбудсманът на Република България е представил становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Омбудсманът обръща внимание, че информация за насрочена дата за обществено обсъждане на проекта на решение е обявена на интернет страницата на Комисията ден и половина преди провеждането му, което поставя под въпрос възможността на гражданите да се подготвят за дискусията. Също така към 7 юни не са качени и протоколите от откритото заседание на КЕВР и последвалото закрито, на което би трябвало да се е взело решение за дата на общественото обсъждане – каквато е процедурата съгласно чл. 48 от НРЦЕЕ. Подчертава, че в публикуваните от Комисията заявления липсват изходни данни, което представлява нарушение на изискванията на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ и възпрепятства възможността гражданите да формират собствено мнение и да преценят дали КЕВР ще утвърди икономически обосновани цени.

Отбелязва несъответствието по отношение определянето на цената на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД – за изтичащия регулаторен период същата е равна на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар, докато за предстоящия период е остойностена съгласно раздел IIIа от НРЦЕЕ.

Изразява несъгласие с липсата на каквато и да е оценка и корекция на необходимите приходи на електроразпределителните дружества въз основа на показателите за качество на енергията и обслужването, въпреки постъпилия огромен брой жалби от клиенти, и не приема обяснението, че няма отклонение от целевите показатели, тъй като на практика актуални такива не са посочени от КЕВР.

Счита, че информацията в доклада относно извършената корекция в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции е крайно недостатъчна, за да може да се състави мнение, каква е разликата между прогнозните и реално отчетени инвестиции.

Според омбудсмана не става ясно защо по отношение на приложения инфлационен индекс от 2,8% като референтен период е взета 2018 г., след като ценовият период включва периода от м.юли 2018 г. до края на м.юни 2019 г.

Предвид изложеното не намира икономическо обяснение за увеличение на цените на електрическата енергия и счита за необходимо процедурата да започне отначало, при спазване на законовите изисквания, на принципа – цените на енергийните предприятия да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им (чл. 31, т. 2 от ЗЕ),

като решението на регулатора бъде взето при условията на пълна прозрачност и публичност на работата (чл. 10, ал. 3 от ЗЕ).

Комисията счита възраженията на омбудсмана за неоснователни. Възражението, касаещо публикуваните от Комисията заявления без изходни данни, е неоснователно по аналогични аргументи, изложени по-горе в мотивите на това решение във връзка с разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ по отношение на публикуването на заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД. Доводи за определената цена на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД са изложени по-долу в т. IV, подт. 1.1. от мотивите на решението. През предходния регулаторен период, като прогнозна пазарна цена е използвана цена от 70,00 лв./MWh по предложение на обществения доставчик. Симулацията на участието на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД на пазара „ден напред“ през 2017 г. показва минимални отклонения от постигнатата цена за базов товар, поради по-високото натоварване на централите и по-ниската волатилност на цените през този период. През 2018 г. обаче отклоненията са съществени, което, както е аргументирано по-долу в решението, следва да се отчете от Комисията.

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като от 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. Следва да се отбележи, обаче, че анализът на административните производства, образувани по жалби на потребители на електрическа енергия през 2018 г. срещу лицензирани от КЕВР дружества, показва, че се наблюдава нарастване на оплакванията от лошо качество – ниско напрежение и чести изключвания на доставяната електрическа енергия от клиенти на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – два пъти повече в сравнение с другите дружества, взети заедно. При извършените проверки през 2018 г. се констатира основателност на много голяма част от подадените жалби и сигнали. На съответните дружества Комисията е дала задължителни указания и срокове за отстраняване на проблемите и предприемане на мерки, които да доведат до привеждане на качеството в съответствие с изискванията на стандарта. В тази връзка Комисията е заложила планови проверки на трите електроразпределителни дружества относно качеството на доставяната електрическа енергия за есента на 2019 г., както и работи по нов механизъм за индивидуално компенсиране на клиентите, при установяване на отклонения от стандарта, тъй като е справедливо да се обезщетяват само засегнатите потребители, а не всички, в т.ч. и тези, при които не се наблюдава влошено качество.

По отношение на приложения инфлационен индекс Комисията счита, че предвид обстоятелството, че за първата година на петия регулаторен период на електроразпределителните дружества са утвърдени експлоатационни и административни разходи в съответствие с отчетените такива през базисната година (календарната 2017 г.), за следващия ценови период от регулаторния период, с оглед последователност на действията на регулатора, тези разходи следва да се индексират с отчетената инфлация за 2018 г. в размер на 2,8%. Към настоящия момент Националният статистически институт не е публикувал данни за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., а за последния 12-месечен период, за който са налични такива (01.06.2018 г. – 30.05.2019 г.), инфлационният индекс е в размер на 3,5%.

С писмо с вх. № Е-04-00-37 от 14.06.2019 г. Движение за национално единство и спасение (ДНЕС) е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

ДНЕС счита за укоримо публикуването от страна на КЕВР на заявленията за цени на енергийните предприятия със заличени изходни данни. Възразява срещу повишението на цените с фактора инфлация, като посочва, че той е неприложим по отношение водата за ВЕЦ, слънцето за ФЕЦ, вятъра за ВяЕЦ, ядреното гориво за АЕЦ и др. Движението не приема прилагания от КЕВР метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“,

като изтъква, че единственият, световно признат метод, е калкулативният. Изразява несъгласие и с въведените след 2007 г. различни добавки към цената на електрическата енергия (за снабдяване, разпределение, пренос и достъп през/до електропреносната и електроразпределителните мрежи, зелена енергия, ВЕКП, невъзстановяеми разходи, задължения към обществото и балансиране), като в тази връзка излага подробно мотиви в становището си. Счита за нарушение на чл. 37а и 37б от НРЦЕЕ определената в размер на 98,08 лв./MWh цена на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, още повече че през предходния регулаторен период същата е била равна на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар. Намира за несправедливо по отношение на крайните клиенти заплащането на значителни суми за неизползван и/или неизползваем студен резерв, като например предоставяния от „ТЕЦ Варна“ ЕАД. Според ДНЕС „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е заявило намаление на количеството брутно произведена електрическа енергия със 305 962 MWh и на максималната работна мощност на ЯЕБ № 6 с 46 MW за да повиши цената, по която ще продава електрическа енергия на регулирания пазар.

В заключение сдружението предлага цените на електрическата енергия за регулиран пазар да не се повишават от 01.07.2019 г. поради липса на обективни основания.

Комисията не приема възраженията на ДНЕС за основателни. Възражението, касаещо публикуваните от Комисията заявления без изходни данни, е неоснователно по аналогични аргументи, изложени по-горе в мотивите на това решение във връзка с разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ по отношение на публикуването на заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД, както и по другите сходни възражения. Следва да се има предвид, че по своята същност всички методи, посредством които се осъществява ценовото регулиране, съдържат принципите на предложения от ДНЕС „калкулативен“ метод, който обаче не отразява спецификите на регулираните дружества. Освен да покриват икономически обоснованите разходи, цените същевременно следва да осигуряват и икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала – чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Според чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цената или компонентата 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 същия закон, а именно: невъзстановяеми разходи, каквито са произтичащите от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на ЗЕ от енергийните предприятия, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар, както и разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, каквито са произтичащите от задълженията за изкупуване на енергия по преференциални цени. Аргументи по отношение определената цена на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД са изложени по-долу в т. IV, подт. 1.1., както и по-горе в мотивите на решението.

Повишението на цените е съпоставимо с отчетената инфлация за предходния 12-месечен период, но то се дължи на различни фактори, като повишаване на пазарните цени, повишение на цените за закупени CO_2 квоти от производителите и съответно повишаване на техните разходи и др.

По отношение на утвърдената цена на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, следва да се има предвид, че тя е намалена в сравнение с предходния регулаторен период. Относно твърдението, че е несправедливо по отношение на крайните клиенти заплащането на значителни суми за неизползван и/или неизползваем студен резерв, като например предоставяния от „ТЕЦ Варна“ ЕАД, следва да се отбележи, че Комисията единствено остойностява разходите на оператора за студен резерв, който е определен със заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, а участниците, които го предоставят, се определят чрез тръжна процедура, организирана от ЕСО ЕАД.

С писмо с вх. № Е-11Г-00-11 от 14.06.2019 г. Георги Котев и Стефан Стойков са

представили становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Котев и Стойков посочват, че в публикуваните от Комисията заявления на енергийните предприятия липсват изходни данни, което представлява нарушение на изискванията на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ. По-специално внимание обръщат на липсата на данни в Справка № 5 към заявлението за цени на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за постигнатата от дружеството цена за 2018 г. На база собствени изчисления на тази цена твърдят, че определената на централата квота от 3 000 000 MWh може да бъде продадена на обществения доставчик на цена 0,00 лв./MWh, без това по никакъв начин да накърни финансовата стабилност и интересите на предприятието, тъй като същото ще си осигури достатъчно приходи и печалба от участие на свободен пазар с останалите 12 000 000 MWh от производството си.

Комисията приема горните възраженията за неоснователни. Възражението, касаещо публикуваните от Комисията заявления без изходни данни, е неоснователно по аналогични аргументи, изложени по-горе в мотивите на това решение във връзка с разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ по отношение на публикуването на заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД, както и по другите сходни възражения. Предложението „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД да продаде 3 000 000 MWh на обществения доставчик на цена 0,00 лв./MWh противоречи на чл. 31, т. 6 от ЗЕ, тъй като води до кръстосано субсидиране между клиенти на регулиран и клиенти на свободен пазар. Освен горното следва да се отбележи, че регулираните цени, утвърждавани на производителите на електрическа енергия, следва да са разходоориентирани и не могат да са в размер на 0,00 лв./MWh.

С писмо с вх. № Е-11С-00-25 от 18.06.2019 г. Стоян Грозданов, Венцислав Митовски, Захари Генов и Стефан Сталев са представили становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Горните лица обръщат внимание, че в условията на монопол на електроразпределителните дружества се гарантира норма на възвръщаемост от 7%, предвид което предлагат същата да се изравни с тази на държавните дружества НЕК ЕАД, ЕСО ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, която е значително по-ниска.

Комисията приема възраженията за неоснователни. Подробни изчисления на пазарната стойност на нормата на възвръщаемост са изложени в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., която съгласно приложимия метод за регулиране се определя за целия 3-годишен регулаторен период. По време на регулаторния период на електроразпределителните дружества Комисията следва да извършва единствено корекциите, предвидени в Глава трета от НРЦЕЕ.

С писмо с вх. № Е-11Ц-00-3 от 10.06.2019 г. Цветанка Цанева е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Цанева посочва, че в публикуваните от Комисията заявления на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД липсват изходни данни, което представлява нарушение не само на изискванията на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ, но и на чл. 10, ал. 3 от ЗЕ, тъй като няма публичност и прозрачност в дейността на КЕВР. Отбелязва, че в доклада КЕВР прилага „общ подход“, но не е цитирано, с кое решение на регулатора е одобрен „общия подход“. Счита, че инфлационният индекс е определен неправилно в размер на 2,8%, а не на 2,6%, тъй като за референтен период е използвана календарната 2018 г., а не ценовият период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. Изразява несъгласие с извършената корекция на необходимите годишни приходи на дружествата с разликата между прогнозни и отчетни данни за инвестициите за 2018 г., защото цените се определят за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. и е нормално да се отчете изпълнението на инвестициите за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., а не за цялата 2018 г., както е посочено в доклада. Възразява срещу липсата на обосновка по отношение на остойностената в размер на 98,08 лв./MWh цена на електрическата енергия на „Ей И Ес –

ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД поради неприложимост на раздел IIIа от НРЦЕЕ, като в тази връзка предлага цената на тези две дружества да бъде прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г., както е било през предходния регулаторен период.

Комисията приема горните възраженията за неоснователни. Възражението, касаещо публикуваните от Комисията заявления без изходни данни, е неоснователно по аналогични аргументи, изложени по-горе в мотивите на това решение във връзка с разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ по отношение на публикуването на заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД, както и по другите сходни възражения.. Възприетият от КЕВР общ подход отразява разпоредбите на Глава трета от НРЦЕЕ и създава равнопоставеност между електроразпределителните дружества. Аргументи по отношение определената цена на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД са изложени по-долу в т. IV, подт. 1.1. и по-горе в мотивите на решението. Следва да се отбележи, че периодът, за който Цветанка Цанева счита, че трябва да се приложи инфлационен индекс от 2,6%, не е правилно определен, тъй като не е 12-месечен, а 10-месечен и особено в период на ръст на икономиката е нормално инфлацията да е по-ниска за 10-месечен отколкото за 12-месечен период. Както е посочено по-горе, Комисията счита, че предвид обстоятелството, че за първата година на петия регулаторен период на електроразпределителните дружества са утвърдени експлоатационни и административни разходи в съответствие с отчетените такива през базисната година (календарната 2017 г.), за следващия ценови период от регулаторния период, с оглед последователност на действията на регулатора, тези разходи следва да се индексират с отчетената инфлация за 2018 г. в размер на 2,8%. Към настоящия момент Националният статистически институт не е публикувал данни за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., а за последния 12-месечен период, за който са налични такива (01.06.2018 г. – 30.05.2019 г.) инфлационният индекс е в размер на 3,5%. Идентичен подход е използван по отношение на инвестициите. В Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., а и въобще в практиката си до момента, Комисията, с оглед по-надеждна отчетност (възможност за засичане с годишните финансови отчети), утвърждава инвестиции на електроразпределителните дружества за календарна година.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

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.

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.

За определяне на средногодишна пазарна цена за базов товар е извършен анализ на дългосрочните продукти, търгувани на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и цените за форуърдни продукти на румънската борса OPCOM[11] и унгарската борса HUPX[12], с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на границите с Румъния и Сърбия.

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка една календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице данни, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. През месеците декември 2018 г. и януари 2019 г. на тази платформа са реализирани около 500 MW за календарната 2019 г. от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, но периодите на доставка варират между 01.01.2019 г., 01.02.2019 г., 01.03.2019 г. до 31.12.2019 г. с прекъсване от 01.05.2019 г. и 11.06.2019 г. по време на плановия годишен ремонт на централата. Постигнатите среднопретеглени цени са в диапазона 93 – 97 лв./MWh. Следва да се има предвид, че тези ценови нива се постигнаха в период на екстремно високи цени на пазара „ден напред“, липса на предлагане на дългосрочни продукти от страна на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, ограничени водни запаси, очаквания за студена зима и прогнози за достигане на цените на въглеродните емисии до нива около 40 €/тон през 2019 г., което предопредели очаквания за по-високи цени от пазарните участници.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена е необходимо да се вземат предвид цените на фючърсните сделки на HUDEX[13] и унгарските фючърси на EEX[14] (European Energy Exchange), които достигат нива от около 58 – 59 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 60 €/MWh. Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 9-10 €/MWh, които включват разходи за капацитети[15] и печалба.

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и оповестеното от президента на Съединените американски щати оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран. Последното доведе до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-та година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO_2 също влияят на цените на електрическата енергия на EEX, особено в месеците с по-високо търсене, когато производството от централи, различни от въглищните, не покрива потреблението.

Следва да се отбележи обаче, че въпреки наблюдавания ръст на цените на електрическата енергия на европейските борси, определящ фактор за нивата на регионалните цени до голяма степен са особеностите на климата в региона. В тази връзка и предвид отдалечеността във времето на периода, за който се изготвя прогнозата, не е възможно да се прогнозира с голяма точност, поради огромното влияние на климата върху цените на електрическата енергия. Например, прохладно лято ще доведе до корекция надолу на цената за трето тримесечие, а оттам и на годишната, времето през зимата, което към настоящия момент е невъзможно да се прогнозира, оказва най-голямо влияние върху средната годишна цена, а дъждовна пролет, съчетана със снеготопене, обикновено води до

[11] https://www.opcom.ro
[12] https://www.hupx.hu
[13] https://hudex.hu
[14] http://www.eex.com
[15] http://www.jao.eu/marketdata/yearlyauctions

много ниски цени през второ тримесечие, които също значително повлияват на среднопретеглената цена за годината.

Освен климатичните особености до голяма степен върху цените влияе и управлението на мощностите в електроенергийната система, като ефективното използване на водния ресурс, управлението на излишъците, възможностите за внос и износ в „рамките на деня“ и др.

В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват по-ниските нива на фючърсните сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“ и включват в себе си определен процент рискова премия.

При изготвянето на прогнозата са отчетени и следните обстоятелства, които биха могли да повлияят на пазарната цена в посока надолу:

– На пазара за следващия ценови/регулаторен период ще се предлагат допълнителни количества електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от слънчева енергия, показва, че тогава цената на пиковата енергия се понижава значително, което води до намаление на цените за базов товар;

– Излизането на голямо количество електрическа енергия от ВЕИ на пазара ще доведе до големи излишъци в определени часове. Например, високо производство на фотоволтаични централи през следобедните часове, съчетано с невъзможност от спиране на конвенционалните централи поради нуждата на оператора от мощности за посрещане на вечерния пик или високо производство на вятърните централи през нощта, когато товарите са ниски;

– Ценовите очаквания на пазарните участници, закупили електрическа енергия за 2019 г., не се оправдаха за първите две тримесечия на годината, като средната пазарна цена за базов товар е под 89 лв./MWh, въпреки че през отделни периоди на първата половина на годината цените на българския борсов пазар достигнаха стойности, значително надхвърлящи постигнатите на регионалните борси;

– Възможност за износ към традиционно по-евтиния от унгарския, румънски пазар на електрическа енергия, който поради възможностите за транзит през България оказва влияние върху гръцкия и турския пазар;

– Плановете за създаване на борсов оператор и стартиране на пазар „ден напред“ и „в рамките на деня“, вместо досегашния „пул“, опериран от преносния оператор IPTO S.A. в гръцката пазарна зона до края на 2019 г. Това е възможно да доведе до увеличаване на спреда пик-офпик на гръцкия пазар и да редуцира цената за офпик на българската борса, тъй като в момента се изнася голямо количество електрическа енергия към Гърция в нощните часове поради по-високите цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е определена в размер на 89,00 лв./MWh.

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 писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от ЕСО ЕАД данни за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 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 2018 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 2018 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2018 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,17 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (p.2/p.1)	1,02751
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**91,45 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	81,39 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,04324
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**92,85 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 Русе“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	79,32 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,01671
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**90,49 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) и „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) 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,46 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	1,08261
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**96,35 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,77 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,94551
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**84,15 лв./MWh**

10. 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,07 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	0,93659
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**83,36 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,03 лв./MWh

3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	0,98734
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**87,87 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 91,45 лв./MWh;

2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 92,85 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 90,49 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 96,35 лв./MWh;

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 84,15 лв./MWh;

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 83,36 лв./MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 87,87 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-14-24-6 от 02.04.2019 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. от НЕК ЕАД относно водноелектрическите централи (ВЕЦ), 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 – § 2, т. 3 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г. 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-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 54,00 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 802 575 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-6 от 02.04.2019 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 55,45 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 204 341 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 113 380 хил. лв.; консумативи – 2 186 хил. лв.; други променливи разходи – 1 625 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 600 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 87 150 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 561 167 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 127 815 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 35 565 хил. лв.; социални разходи – 23 656 хил. лв.; разходи за амортизации – 169 784 хил. лв.; разходи за ремонт – 74 788 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 129 558 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 64 490 хил. лв.;

– Нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 15 819 319 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 е еднокомпонентна – пълна цена за производство, поради това че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД при текущите пазарни условия доставя само нетна активна енергия, тъй като е типичен базов производител, чиито проектни характеристики не позволяват предоставяне на разполагаемост за студен резерв и/или допълнителни услуги;

– цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала от 2,88%, отчитаща завишените инвестиционни разходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода 2018 г. – 2019 г., свързани с изпълнение на декларираните като държавен приоритет проекти за продължаване срока и дългосрочна експлоатация на 5-ти и 6-ти блок, както и за повишаване на проектната им мощност до 104%;

– 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 2018 г., а социалните разходи са в размер на 23 656 хил. лв.;

– разходите за амортизации са намалени с 21 088 хил. лв. спрямо отчетените през 2018 г. в резултат на преразглеждане полезния живот на активите и остатъчната им стойност.;

– обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2018 г., предходния и предстоящия регулаторен период, са съобразени с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката, ТОиР съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за регулаторния период са на стойност 74 788 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 с 28 508 хил. лв. спрямо отчетените през 2018 г., основно в резултат на подновяване извозването на отработено ядрено гориво (ОЯГ) за съхранение и преработка в Руската федерация;

– ядреното гориво е на стойност 113 380 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 31.12.2018 г., пряко свързани с дейността „производство на електрическа енергия“ и е в размер на 2 242 464 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 2,88%, при НВ на собствения капитал – 2,59% и среднопретеглена НВ на привлечения капитал – 2,81%.

1.2. Становище на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-14-24-7 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-14-24-9 от 11.06.2019 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е представило становището си по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството възразява срещу определената прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия, предназначена за покриване потреблението на регулиран пазар, със следните основни аргументи:

– Освен задължението към регулиран пазар, дружествата в състава на групата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) са обвързани и с изпълнение на поет ангажимент към Европейската комисия (ЕК) във връзка с делото „БЕХ Електричество“. Следва да се има предвид, че товарите за пазар „ден напред“ през петата година нарастват на почти 1 000 MW;

– Към момента на определяне на прогнозните месечни квоти липсва утвърден график за работа на производствените мощности за следващата календарна година, респективно за продължителността на ремонтната кампания, което влияние върху разполагаемия капацитет на централите и точността на планиране;

– Липсва информация от страна на КЕВР за реално сключените сделки от квотните централи на организиран борсов пазар;

– Силната зависимост на потреблението на крайния клиент, съответно заявката на крайния снабдител, от климатичните фактори.

Обръща внимание, че за базова централа с голяма единична мощност на производствените единици поетапното предлагане и запълване на свободните обеми е повече от задължително. В тази връзка не счита за обосновано твърдението на работната група към КЕВР, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД не може да изпълни задълженията си за регулиран пазар, поради факта, че вече е реализирала 900 MW на свободен пазар, с мотива, че към момента на провеждане на процедурите липсва информация за последните, влезли в сила промени в ЗЕ относно определянето на „прогнозна месечна разполагаемост“ за квотните централи, за излизането на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД от енергийния микс, респективно за увеличаване на количествата от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, противно на тенденцията за постепенното им намаляване през предходните няколко регулаторни периода. Посочва, че при организиране на свободните продажби, доставките за регулиран пазар са планирани на база отчетни данни от предходни периоди, като по време на провеждане на ПГР на ЯЕБ обичайно количествата се редуцират до минимум. Напомня също, че дългосрочното предлагане от дружествата в състава на БЕХ в края на миналата и началото на тази година, благодарение на което беше овладяно социалното напрежение, е по настояване на пазара/индустрията в България. Намира за несериозно да се очаква от дружеството да резервира целия си разполагаем капацитет и да изчаква 01 юли, когато реално се оповестява решението на КЕВР, отчитайки като минимум изискванията за работа на всеки един от борсовите сегменти, сроковете за търговия на дългосрочни продукти, каквито може да предлага атомна централа, процедурите по известяване и регистриране на търговски графици и не на последно място – техническите характеристики на производствените мощности. Счита за повече от наложително Комисията да прекрати практиката си, налагана с години, за разминаване на календарна година и регулаторен период, което създава допълнителна несигурност и пазарни изкривявания.

Производителят посочва, че с оглед твърденията на НЕК ЕАД за липса на водни ресурси и състоянието на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, още от м. април 2019 г. основната част от ангажимента към ЕК се поема от атомната централа, като се очаква тази тенденция да продължи до края на годината. От друга страна, в отговор на възраженията от страна на индустрията в България за липса на дългосрочно предлагане, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД организира множество търгове, в резултат на които има реално сключени борсови сделки, като от определените прогнозни месечни квоти за второ полугодие на 2019 г. е видно, че Комисията не е съобразила тези обстоятелства, което води до недостиг на електрическа

енергия в някои от месеците.

Друг съществен момент, по отношение на който дружеството изразява несъгласие, е изключителната динамика в товарите през зимните месеци. Според него силно неравномерното помесечно разпределение на квотата ще окаже негативно влияние не само на работата на производствените мощности, които са единствената база в общия микс, но и на финансовия резултат на дружеството и предлагането му на ЦПДД.

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД не счита за справедливо и обосновано изцяло базов производител да бъде лишен от свободна енергия в зимния период, а в критичния, когато има благоприятни условия за усилена работа на ВИ, да се конкурира с производства, ползващи преференции, като твърди, че неминуемо в тази ситуация рискът от разтоварване на ядрени мощности и от работата им в неефективен режим е напълно реален.

На основание изложеното дружеството настоява КЕВР да преразгледа определените в доклада прогнозни месечни квоти и да подходи справедливо и равнопоставено към всички централи, участващи във формирането на енергийния микс за регулиран пазар, отчитайки спецификата на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД.

Комисията приема възражението на дружеството за частично основателно, като са извършени корекции на помесечните стойности на разполагаемостта, която „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД следва да предостави на обществения доставчик, отразени в т. III на настоящото решение.

1.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, прогнозираните разходи са коригирани, както следва:

– Разходите за ремонт са коригирани до отчетените през 2018 г. нива, от 74 788 хил. лв. на 59 257 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 регулаторът е включил в цените на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД разходи за ремонт в размер на 76 715 хил. лв., докато последното отчита такива от 59 257 хил. лв.;

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 129 558 хил. лв. на 121 903 хил. лв., тъй като разходите за горива, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, такси, лицензии и разрешения и медицинско обслужване са признати на ниво отчет през 2018 г.

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	14 969 746	14 969 746
2	Променливи разходи	хил.лв.	204 341	204 341
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	561 167	537 980
4	Възвръщаемост	хил.лв.	64 490	64 490
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	829 998	806 812
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	55,45	53,90

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена 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.

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-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, е в размер на 70,05 лв./MWh, без ДДС.

2.1. Анализ и оценка на предоставената от НЕК ЕАД прогнозна информация

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 71,06 лв./MWh, без ДДС, която е формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. от 3 295 444 MWh, изчислено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ като средногодишното производство за последния 11-годишен период;

– Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2018 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;

– Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 2 457 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;

– Разходите за персонал са увеличени с 5% за следващата година;

– Разходите за безплатна храна са увеличени спрямо отчета за 2018 г., тъй като са обвързани с минималната работна заплата за 2019 г.;

– Разходите за амортизации са на нивото на отчета за базовата година;

– 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 прогнозната инфлация от 2,75%, като в стойностно изражение увеличението е 1 427 хил. лв.;

– НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 10 733 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с факта, че в условията на балансиращ пазар НЕК ЕАД, като обществен доставчик и координатор на виртуална балансираща група, е длъжен да подава към ЕСО ЕАД балансиран график на покупките и продажбите в Д-1, т.е. в деня на търговската сделка. Заявките за потребление на крайните снабдители имат силно модулиран профил. Според НЕК ЕАД е необходимо използването на ПАВЕЦ в помпен режим в часовете с минимални товари за недопускане на делегиран излишък в Д-1;

– Регулаторната база на активите е изчислена съгласно предварителния отчет за 2018 г. Използваната от дружеството норма на възвръщаемост (НВ) е в размер на 5,43%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,025% и НВ на собствения капитал от 5,50%.

2.2. Становище на НЕК ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ във връзка с цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД.

С писмо с вх. № Е-13-01-32 от 04.06.2019 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени на електрическата енергия за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. НЕК ЕАД счита, че разходите, които ще възникнат за производителите на електрическа енергия от заплащането на цена за достъп до електропреносната мрежа, са пряко свързани с лицензионната им дейност, което

означава, че в съответствие с чл. 11, ал. 1 от НРЦЕЕ КЕВР следва да ги включи в регулираните цени на електрическата енергия.

Комисията приема възражението за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ.

2.3. Ценообразуващи елементи на цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2018 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Разходите за материали за текущо поддържане и въоръжена охрана са признати на ниво отчет 2018 г.

– Разходите за водоподаване са коригирани до отчетените нива през 2018 г., тъй като към тях не следва да се прилага инфлационен индекс.

– 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	3 295 444	3 295 444
2	Променливи разходи	хил.лв.	69 111	67 684
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	98 736	97 983
4	Възвръщаемост	хил.лв.	66 339	66 339
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	234 186	232 005
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	71,06	70,40

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 70,40 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 232 005 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 295 444 MWh.

3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

3.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прогнозна информация

С Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена еднокомпонентна цена за енергия в размер на 76,99 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 619 234 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.

Със заявление с вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 103,73 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 40,96 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 147,87 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 775 715 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 258 597 хил. лв., консумативи – 18 539 хил. лв., други променливи разходи – 498 580 хил. лв.

(такса услуга водоползване – 210 хил. лв., енергия за производствени нужди – 840 хил. лв., депониране на пепелина – 3 329 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 – 359 531 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 от НПИ по референтна цена 8,93 €/тон – 4 905 хил. лв. и разходи за некомпенсирани разходи за емисии квоти CO_2 – 129 765 хил. лв.);

- Нетна електрическа енергия – 7 478 231 MWh;
- Условно-постоянни разходи – 246 941 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 83 155 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 8 059 682 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 7 478 231 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 775 715 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 от „Мини Марица изток“ ЕАД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 254 267 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ. Разходите за въглища през новия ценови период, спрямо 2018 година, са със 100 638 тона УГ повече поради очакваното по-голямо производство на електроенергия със 149 311 MWh нетна електрическа енергия;

– дружеството предвижда разходи за гориво за разпалване на обща стойност 4 329 хил. лв., които включват разходи за мазут в размер на 2 851 хил. лв. и разходи за природен газ в размер на 1 478 хил. лв. Увеличението на тези разходи през новия регулаторен период се дължи на по-високите цени на мазута, които са залегнали в прогнозите, спрямо заложените през предходния регулаторен период. Прогнозите са базирани на установено плавно нарастване на цените на горивата през 2018 г., като съгласно отчетните данни цената на тон мазут възлиза на 772,2 лв./т. За новия регулаторен период заложената прогнозна цена на мазута на база приложена фактура за доставка е в размер на 851,02 лв./т. Общото количество мазут през новия регулаторен период намалява със 785 т. спрямо отчетения разход през 2018 г. Предвидено е използване на газ при разпалване на блокове 3 и 4 и на блокове 7 и 8. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 2 304 х.нм^3 или в парично изражение – 1 478 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената цена от регионалния доставчик „Ситигаз България“ ЕАД за промишлени потребители, действаща от 01.01.2019 г. и възлизаща на 641,70 лв./х.нм3, с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа общо в размер на 37,10 лв./1000 х.нм^3 съгласно приложена справка за цени регион „Тракия“;

– при разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик, формирани от количеството варовик 846 597 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като подписаните договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 21,00 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 17 779 хил. лв.

В заявлението си дружеството посочва, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в Националния план за инвестиции (НПИ) и е очаквало да получи безвъзмездно част от количества квоти за емисии на парникови газове – общо 15 727 524 тона за периода 2013 г. – 2020 г., което представлява около 30% от емитираните от централата количества. На база отчетените инвестиции по проектите, одобрени за реализация по НПИ, реално „ТЕЦ

Марица изток 2“ ЕАД очаква да получи количества безплатни квоти за периода 2013 г. – 2019 г. в размер на общо 14 017 674 тона.

Към 31 декември 2018 г. дружеството е отчело провизии за недостиг на квоти за емисии на парникови газове в размер на 8 514 506 t/CO_2 на стойност 355 957 хил. лв. Количеството недостиг представлява разликата между реално емитираните и верифицирани количества и безвъзмездно предоставените по НПИ и останалите налични по сметката на дружеството в националния регистър. Във връзка с взето решение от едноличния собственик на капитала на дружеството, БЕХ ЕАД е закупило и в последствие по силата на сключен договор № 16215/30.01.2019 г. следва да продаде на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД 8 600 000 тона квоти на стойност 359 531 хил. лв.

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 246 941 хил. лв. Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период възлизат на 71 336 хил. лв. Средствата за работни заплати през новия ценови период се увеличават с 1,6% спрямо отчетените за 2018 г. Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 31 700 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Планираните разходи за амортизации през новия ценови период възлизат на 90 975 хил. лв. Стойността на тази група разходи отбелязва минимално намаление спрямо отчета за 2018 г., съгласно който същите възлизат на 92 923 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. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изпълнява програма за модернизация на основните и спомагателни съоръжения, най-вече по отношение на проектите, включени в Националния план за инвестиции, приет в изпълнение на Директива 2009/29/ЕО, изменяща Директива 2003/87/ЕО. Ремонтната програма за 2019 г. е на стойност 27 141 хил. лв. Завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2018 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 25 789 хил. лв., което представлява намаление с -12,17% или 3 575 хил. лв. спрямо отчетените през 2018 г. Планираното намаление е свързано с извършена вътрешна оптимизация на разходите, включени в тази група. Детайлна информация за видовете условно-постоянни разходи, планирани през новия ценови период, е посочена в таблицата по-долу:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Прогноза 2019 г.
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**246,941**
1.	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**71,336**
2.	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31,700**
2.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	21,010
2.2.	социални разходи	хил. лв.	10,690
3.	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**90,975**
4.	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**27,141**
4.1.	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	12,213
4.2.	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.	
4.3.	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	14,928
5.	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**25,789**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1,180
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	230
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	45
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1,460
5.5.	Застраховки	хил. лв.	4,960

5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1,489
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	72
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	360
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3,650
5.10.	Наеми	хил. лв.	85
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	225
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв.	60
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	531
5.14.	Наем хидротехнически съоръжения	хил. лв.	1,596
5.15.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	349
5.16.	Такси лиценз	хил. лв.	352
5.17.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5,691
5.18.	Охрана на труда	хил. лв.	210
5.19.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	3,149
5.20.	Командировки	хил. лв.	95

Изчислената от дружеството регулаторна база на активите възлиза на 1 399 786 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 80 344 хил. лв. Използваната норма на възвръщаемост на собствения капитал НВск за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%. Привлеченият капитал участва с НВпк – 6,25%. Среднопретеглената цена на капитала е 5,94% и се увеличава с 1,69% спрямо текущия ценови период.

Искане за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило и искане за компенсиране на разходи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обект, представляващ критична инфраструктура и имащ значение за националната сигурност на страната. Общата стойност на исканата компенсация е в размер на 499 270 хил. лв. и обхваща посочените отчетени постоянни разходи за периода от 2015 до 2018 г.

№ по ред	Показатели	Мярка	По годишен финансов отчет				
			2015	2016	2017	2018	Общо
1	**Условно-постоянни разходи, участващи при образуването на постоянната компонента**	хил. лв.	**238,952**	**236,306**	**238,497**	**252,381**	**966,136**
1.1	Разходи за възнаграждения и осигуровки	хил. лв.	100,443	99,144	100,281	101,623	401,491
1.2	Разходи за текущи ремонти	хил. лв.	19,922	20,157	18,648	25,910	84,637
1.3	Разходи за амортизации	хил. лв.	91,369	93,298	95,047	95,484	375,198
1.4	Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията	хил. лв.	27,218	23,707	24,521	29,364	104,810
2	Разходи, които не участват при образуването на постоянната компонента при прилагане на метод „норма на възвръщаемост“, в т.ч.:	хил. лв.	26,657	37,561	196,799	95,497	356,514
2.1	Финансови разходи	хил. лв.	16,887	15,736	17,178	25,485	75,286
2.2	Разходи за вноски във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	хил. лв.	14,947	26,101	29,008	30,303	100,359
2.3	Други разходи, в т.ч. санкции, глоби, неустойки, представителни, нерегулирана дейност	хил. лв.	-5,177	-4,276	150,613	39,709	180,869
3	Нетна разполагаемост на централата	MWh	9,173,434	8,612,422	9,387,229	8,532,880	
4	Цена за постоянната компонента (разполагаемост)	лв./MWh	26,05	27,44	25,41	29,58	
5	Разполагаемост на централата за регулиран пазар	в MWh	1,335,468	475,806	487,229	1,702,228	
6	Разполагаемост на централата за свободен пазар, в т.ч. студен резерв и допълнителни услуги	в MWh	7,837,966	8,136,616	8,900,000	6,830,652	
7	Нетна разполагаемост на централата	в MWh	9,173,434	8,612,422	9,387,229	8,532,880	
8	Оперативна загуба (загуба без финансови разходи)	хил. лв.	**50,894**	**80,242**	**166,942**	**201,192**	**499,270**
9	Коефициент за разпределение на постоянните разходи по услуги (изчислен на база разполагаемостта за свободен пазар, тъй като приходите от продажби не покриват на свободен пазар не покриват постоянните разходи на централата)		0,854	0,945	0,948	0,801	
10	**Непокрити УПР**	**хил. лв.**	**204,165**	**223,251**	**226,118**	**202,033**	**855,568**
11	**Компенсация за съответната година**	**хил. лв.**	**50,894**	**80,242**	**166,942**	**201,192**	**499,270**

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е аргументирало направеното искане със следното:

– 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 включена 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. В хипотезата на либерализиран пазар на електрическа енергия, обаче, вменените на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД задължения към обществото не могат да бъдат изпълнявани и финансирани на пазарен принцип;

– Остойностяването на разходите, породени от наложени задължения към обществото и отделянето им в отделна ценова компонента или включването им в цената за задължения към обществото, имат за цел да осигурят единствено безопасната техническа експлоатация на съществуващите съоръжения на централа с оглед гарантиране на енергийните доставки. Те не носят възвръщаемост за централата, както и не поставят дружеството в по-благоприятно положение спрямо всички други производители на електрическа енергия. В този смисъл, регулирането на постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД чрез отделен ценови компонент или чрез цената за задължения към обществото ще бъде напълно в съответствие с духа на националното и европейското законодателство;

– Спирането на работата на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД ще има сериозни икономически последици както за регулирания, така и за свободния пазар. Признаването на част от постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД като „друг ценови компонент“ по НРЦЕЕ ще осигури необходимия финансов ресурс на централата за финансиране на оперативните разходи за ремонт и поддържане на съоръженията на централата в техническа изправност и за производство на електроенергия особено в есенно-зимния сезон, когато има дефицит на енергия. В останалите периоди от годината, когато „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изпълнява оперативно функциите си на регулираща мощност в реално време, с оглед недопускане на тежки аварии и разпад на ЕЕС, е необходимо приемането на компенсаторен механизъм за част от променливите разходи (квоти за емисии), като по този начин няма да се допусне изкривяване на цените на борсовия пазар и ще се осигури една относителна ценова стабилност най-вече за индустриалните консуматори.

3.2. Становище на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-12-6 от 03.06.2019 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-12-6 от 20.06.2019 г., „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило становището си по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството възразява срещу извършената корекция на некомпенсираните разходи за CO_2 квоти за 2018 г. от 129 765 хил. лв. на 33 060 хил. лв., съответстващи на дела от произведената електрическа енергия на определената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР разполагаемост на централата за регулиран пазар. Според него извършената корекция няма икономическа и математическа логика, понеже работната група е изчислила дела на допълнителните разходи за квоти само за разполагаемостта за регулиран пазар, като впоследствие сумата се разпределя на цялото прогнозно количество електрическа енергия за предстоящия регулаторен период. По този начин се получава разлика от 12,93 лв./MWh, която не е призната от работната група.

На следващо място производителят отбелязва, че междувременно реално извършените разходи за закупуване на квоти за парникови газове са се увеличили спрямо подадените със заявление с вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. Реално получените квоти за 2018 г. са в размер на 604 302 бр. и са с 454 858 бр. по-малко от очакваните 1 059 160 бр. Във връзка с подписано допълнително споразумение № 1 към Договор № 10-2019 от 30.01.2019 г., БЕХ ЕАД е закупило и продало на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД допълнително 400 000 тона квоти на стойност 11 008 000,00 € без ДДС (21 529 776,64 лв. без ДДС). След проведени разговори с Министерство на енергетиката „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД очаква Европейската комисия да не му разреши да закупува квоти по референтната цена за целите на изпълнението на Националния план за инвестиции, поради което стойността на заявените разходи за закупуване на квоти за парникови газове може да бъде намалена с 4 905 176,86 лв. или с 0,66 лв./MWh. Коригираният размер на разходите за закупени квоти за парникови газове за предстоящия регулаторен период, които следва да се признаят от КЕВР, възлиза на 381 060 739,80 лв., водещи до формиране на по-висока цена с 2,88 лв./MWh.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изразява несъгласие с невключването на разходите за заплащане на нововъведената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 2,10 лв./MWh като ценообразуващ елемент в предложената от дружеството цена на електрическата енергия за регулиран пазар.

Във връзка със заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото и предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия в размер на до 600 000 MWh над утвърдената квота от 1 867 173 /MWh, определена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за действащия регулаторен период, централата очаква компенсация от НЕК ЕАД в размер на 36 636 хил. лв., при което цената следва да се увеличи с 4,90 лв./MWh.

Въз основа на гореизложеното дружеството счита, че цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, която КЕВР следва да определи за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., следва да е в размер на 144,77 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 082 624 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 478 231 MWh.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не приема аргументите, с които за пореден път не се признава компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото. Според него твърдението, че заявените за компенсиране разходи на дружеството са породени от търговски загуби на свободния пазар, не отговаря на фактическата ситуация, тъй като изцяло пренебрегва спецификата и значението на централата за управлението на електроенергийната система, в качеството на стратегическа критична инфраструктура със значение за националната и енергийната сигурност на

страната. В тази връзка счита изложените мотиви за постигане на икономическа ефективност и оптимизация на оперативни разходи, с оглед подобряване на конкурентоспособността и постигане на целите на либерализирания пазар, за неоснователни, тъй като заявените за компенсиране разходи са следствие от външни фактори, върху които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не може да влияе по никакъв начин. Най-важният такъв фактор е цената на въглеродните емисии, която се определя от котировките на международните пазари и цената на основното гориво, която също се определя въз основа на заповед на министъра на енергетиката. Технологията на производство на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ЕАД отговаря на възприетите и утвърдени разходни норми, като в случая мотивът за оптимизация на разходите е неприложим. В допълнение отбелязва, че разходите за основно гориво и разходите за въглеродни емисии формират около 76% от себестойността на електрическата енергия, без да се отчитат допълнително наложените със Закона за енергетиката плащания към ФСЕС и новата цена за достъп до електропреносната мрежа. Следователно разходите, върху които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД може да приложи мерки за подобряване на икономическата ефективност, са под 20% от себестойността на произвежданата електрическа енергия и такива мерки са възприети през 2018 г., както правилно е отразено от работната група в частта за установяване на признатия размер на условно-постоянните разходи.

В заключителната част на становището си дружеството изразява несъгласие с текстовете към мотивите за определяне на прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период и по-конкретно с твърденията, че цените на БНЕБ ЕАД са постигнати при липса на предлагане на дългосрочни продукти от страна на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В тази връзка обръща внимание, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е един от основните участници на свободния пазар, като от 01.08.2018 г. дружеството е задължено да продава всички количества през платформите на БНЕБ ЕАД. В становището си дружеството подробно е описало организираните от него търгове и реализираните количества електрическа енергия с доставка през 2019 г., като заявява, че високите производствени разходи не му позволяват да предлага за продажба електрическа енергия на цени под 140 лв./MWh.

Комисията приема, че възражението на дружеството е неоснователно, освен в частта му относно коригирания размер на разходите за закупени квоти за парникови газове за предстоящия регулаторен период, възникнали вследствие на преизчисления размер на референтната цена за целите на изпълнението на Националния план за инвестиции. Твърденията на дружеството относно липса на икономическа и математическа логика при извършената корекция на некомпенсираните разходи за CO_2 квоти за 2018 г. са необосновани, тъй като допълнителни разходи, претърпени от продажба на електрическа енергия на свободния пазар, не следва да се възстановяват през регулираните цени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, като противното би означавало кръстосано субсидиране в нарушение на чл. 31, т. 6 от ЗЕ.

Комисията приема възражението относно невключването на разходите за заплащане на цена за достъп до електропреносната мрежа за производители за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ.

По отношение на възражението на дружеството относно компенсиране на разходи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обект, представляващ критична инфраструктура и имащ значение за националната сигурност на страната, аргументи са изложени по-долу в мотивите към решението.

Във връзка с аргументите, изложени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД относно невъзможността му да предлага за продажба електрическа енергия на цени под 140 лв./MWh, КЕВР счита, че поведението на дружеството следва да е ориентирано към търсене на възможности на пазара за покриване на разходите си чрез реализация на произведената електрическа енергия на балансиращ пазар, на пазара ден напред, на пазара

в рамките на деня, в периодите когато средните ценови нива са над променливите разходи на дружеството (в размер на 88,91 лв./MWh без компенсация за предходен период, 93,33 лв./MWh с включена компенсация), за да се покрият или поне намалят загубите на дружеството от отчитаните условно-постоянни разходи.

3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 775 715 хил. лв. на 697 966 хил. лв., като разходите за гориво за разпалване и разходите за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2018 г. Некомпенсираните разходи за CO_2 квоти за 2018 г. в размер на 129 765 хил. лв. са коригирани на 33 060 хил. лв., съответстващи на дела от произведената електрическа енергия на определената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР разполагаемост на централата за регулиран пазар. Отчетени са реално извършените разходи за закупуване на квоти за парникови газове, които са се увеличили спрямо подадените със заявление с вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. Реално получените квоти по референтната цена за целите на изпълнението на Националния план за инвестиции за 2018 г. са в размер на 604 302 бр. и са с 454 858 бр. по-малко от очакваните 1 059 160 бр., поради което стойността на разходите за закупуване на квоти за парникови газове възлиза на 381 061 хил. лв.

Разходите за заплати, осигурителни вноски и ремонт са включени на ниво отчет 2018 г.

Извършена е корекция на предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 5,94% на 5,03%, в резултат на преизчисление на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на 4,61%, в съответствие с договорения лихвен процент (4.31% + 0.30 bps = 4.61% годишно) по заема за консолидиране на задълженията на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД към БЕХ ЕАД по договор за заем № 39-2015/13790 от 25.05.2015 г, договор за заем № 62-2016/14587 от 10.06.2016 г., договор за заем № 74-2016/14674 от 12.08.2016 г., договор за заем № 87-2016/14832 от 24.11.2016 г., договор за заем № 28-2017/15132 от 27.04.2017 г. и договор за покупко-продажба на квоти за емисии на парникови газове № 31-2018/15710 от 12.04.2018 г. и новирането им в нов заем.

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	7 478 231	7 478 231
2	Променливи разходи	хил.лв.	775 715	697 966
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	246 941	243 447
4	Възвръщаемост	хил.лв.	83 176	70 400
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	1 105 832	1 011 812
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	147,87	135,30

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).

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 Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа.

За да се приемат за обосновани и подлежащи на компенсиране по реда на чл. 35 от ЗЕ разходи, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е претърпяло при изпълнение на задълженията си по Плана за възстановяване, дружеството следва да докаже, че е изпълнявало разпореждания на компетентно лице за участие във: възстановяването на ЕЕС след тежки аварии и осигуряването на аварийна помощ от съседни ЕЕС, разширяване на района около централата, запазила собствените си нужди и работеща в островен режим, разширяване на коридорите около централата за осигуряване на постепенно натоварване чрез повишаване на мощността, съответно свързване на районите и възстановяване на преносната мрежа. В тази връзка е необходимо да се извърши оценка дали централата е претърпяла допълнителни разходи, които да се компенсират. Следва да се има предвид, че разходите, възникнали за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД от изпълнение на задължения по Плана за възстановяване и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата, се покриват чрез заплащане по регулирани цени или по цени на балансиращия пазар на дейностите, в които дружеството участва при възстановяване и регулиране на ЕЕС.

Цената за задължения към обществото, в случаите на компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, не следва да покрива дефицити на дружествата от продажби на свободния пазар, тъй като по този начин не се постигат целите на либерализирания пазар, а именно чрез конкуренция да се оптимизират разходите, което да доведе до по-ниски цени и по-добро качество за крайните клиенти. Поради тези причини е неоснователен аргументът на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за включване на допълнителни разходи за критична инфраструктура в цената за задължения към обществото, а именно: по-висока себестойност на произведената от дружеството електрическа енергия в сравнение с постигната средна продажна цена на свободния пазар. В тази връзка дружеството следва да работи в посока оптимизация на разходите си, конкурентоспособност и гъвкавост, за да отговори на предизвикателствата на напълно либерализиран, отворен и интегриран пазар.

Предвид горното, разходите, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД претендира, не могат да се приемат като доказани и обосновани за компенсиране по реда на чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, тъй като произтичат от разлики между себестойността на произвежданата електрическа енергия от дружеството и цените на свободния пазар, т.е. загуби на дружеството в резултат на търговска дейност в условия на свободен пазар с ефективна конкуренция.

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 135,30 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 011 812 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 478 231 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-14-33-5 от 01.04.2019 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 79,97 лв./MWh, без ДДС;
– цена за разполагаемост – 18,72 лв./MW*h, без ДДС;
– пълна цена за електрическа енергия – 104,15 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 149 548 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 99 501 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 2 640 хил. лв.; консумативи – 47 406 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 41 659 хил. лв.;
– Условно-постоянни разходи – 30 228 хил. лв.;
– Възвръщаемост – 14 992 хил. лв.;
– Разполагаемост на предоставената мощност – 2 416 116 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 – 13,42%;
– нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.;
– брутен специфичен разход условно гориво – 364,4 г.у.г./kWh.;
– нетен специфичен разход условно гориво – 418,93 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 с цена 25,00 евро/тон.

Годишният баланс на основното гориво е направен при отчитане на наличното количество въглища на склад към 01.01.2019 г., количества и цени по договори и анекси, с разчет постигане на приемлива средна калоричност. Дружеството прогнозира, че разчетът на договорените количества от въглища ще покрие необходимите количества за електропроизводство и осигуряване на необходимите резерви от горива.

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 – 152 дни;
– Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
– Обща брутна разполагаема мощност – 2 416 116 MW*h;
– Норма на възвръщаемост на капитала – 7,69%, при оборотен капитал 71 557 хил. лв. и регулаторна база на активите – 194 981 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 9 481 хил. лв., съответстващи на 2/3 от разходите за заплати през 2018 г., увеличени с 12%, поради дългия период, в който заплатите не са коригирани. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са 2 945 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 2018 г. и прогноза по амортизационния план за 2019 г. за 2/3 от ДМА на централата. Разходите за ремонти са 7 040 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове 2 и 3 по 45 дни и основен ремонт на блок 1 в рамките на 92 дни. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 2 522 хил. лв., определени на база отчет 2018 г.

4.2. Становище на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-14-33-10 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-14-33-5 от 17.06.2019 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е представило становището си по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството настоява разходите за заплащане на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия да бъдат включени като ценообразуващ елемент на заявената от централата цена за производство на електрическа енергия. С оглед на непризнатите за 2018 г. поради промяна на изисквания от страна на ЕК квоти CO_2 в размер на 186 681 бр., „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД счита за необходимо същите количества да бъдат добавени като планиран разход за новия регулаторен период в размер на 9 973 218,58 лв. Производителят възразява срещу извършената корекция на необходимия оборотен капитал (НОК) от 71 557 хил. лв. на 21 419 хил. лв. поради необоснованост, тъй като според него изходните данни за определяне на НОК са изцяло съгласно указанията и правилата за утвърждаване на цените в сектор „Електроенергетика“ и данните от ГФО на дружеството за 2018 г., като в тази връзка е приложило заверен от одитор ГФО, както и изчисленията, регламентирани в указанията. Представена е също така и допълнителна информация за изразходвани горива и осъвременени ценови равнища, съобразени с индикациите на пазара и тенденциите в производствените предприятия.

Във връзка с горното дружеството е актуализирало предложението си за утвърждаване на цени, както следва:

- цена за енергия – 106,22 лв./MWh, без ДДС,
- цена за мощност – 18,72 лв./MW*h, без ДДС,
- пълна цена за електрическа енергия – 130,82 лв./MWh, без ДДС,

образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- променливи разходи – 195 295 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 126 152 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 2 640 хил. лв.; консумативи – 66 503 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 56 361 хил. лв., при цена 22,00 евро/тон;
- условно-постоянни разходи – 30 228 хил. лв.;
- възвръщаемост – 14 992 хил. лв.;
- разполагаемост на предоставената мощност – 2 416 116 MW*h;
- нетна електрическа енергия – 1 838 570 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 2 115 000 MWh;
- собствени нужди – 13,07%;
- нетна електрическа енергия – 1 838 570 MWh.;
- брутен специфичен разход условно гориво – 378,9 г.у.г./kWh.;
- нетен специфичен разход условно гориво – 435,92 г.у.г/kWh.;
- разход на мазут – 3 000 тона.

При цената за разполагаема мощност няма изменение на стойностите на ценообразуващите елементи.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД твърди, че цените на изкупуваната електрическа енергия, формиращи средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик в размер на 143,98 лв./MWh, следва да бъдат разглеждани като пазарни, следователно би било обосновано на дружеството да се определи прогнозна месечна разполагаемост. Алтернативно „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предлага КЕВР да одобри на централата цена за мощност – 18,72 лв./MWh, цена за енергия – 106,22 лв./MWh и пълна цена – 130,82 лв./MWh.

Комисията приема, че възражението на дружеството е неоснователно, освен в частта му относно коригирания размер на разходите за закупени квоти за парникови газове за предстоящия регулаторен период, възникнали вследствие на преизчисления размер на референтната цена за целите на изпълнението на Националния план за инвестиции. Твърденията на дружеството относно корекцията на необходимия оборотен капитал са необосновани предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ.

Комисията приема възражението относно невключването на разходите за заплащане на цена за достъп до електропреносната мрежа за производители за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ.

По отношение на твърдението, че КЕВР следва да разглежда средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик в размер на 143,98 лв./MWh като пазарна и в тази връзка да определи на дружеството прогнозна месечна разполагаемост за предстоящия регулаторен период, следва да се има предвид, че 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. Изготвеният анализ е представен в т. **I.** от мотивите към настоящото решение, като определената прогнозна пазарна цена за предстоящия регулаторен период е в размер на 89,00 лв./MWh, стойност значително по-ниска от предложената от дружеството. Средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик е значително по-висока от пазарната, защото е формирана като среднопретеглена стойност на разходите за изкупуване на електрическа енергия, голяма част от която по преференциални цени. Цената на НЕК ЕАД, по която продава електрическа енергия на крайните снабдители се доближава до пазарната такава, като разликата между преференциалните цени и прогнозните пазарни такива се покрива чрез цената за задължения към обществото.

4.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, представени със заявление с вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. и актуализирани с писма с вх. № Е-14-33-10 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-14-33-5 от 17.06.2019 г., променливите разходи на дружеството са коригирани от 195 295 хил. лв. на 190 717 хил. лв., като разходите за гориво за разпалване са включени на нивото, отчетено през 2018 г. 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 71 557 хил. лв. на 26 588 хил. лв., тъй като според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, в случай че дружеството не е обосновало стойността на оборотния капитал, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка РБА е преизчислена от 194 981 хил. лв. на 150 012 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-14-33-5 от 17.06.2019 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД актуализира заявеното със заявление с вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. количество електрическа енергия от 1 870 000 MWh на 1 838 000 MWh нетна електрическа енергия.

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	1 838 000	1 838 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	195 295	190 717
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	30 228	30 228
4	Възвръщаемост	хил.лв.	14 992	11 534
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	240 514	232 479
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	130,82	126,45

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 126,45 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 232 479 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 838 000 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 – 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-6 от 02.04.2019 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД. Използвана е и информация, постъпила с допълнителни писма с вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-16 от 24.06.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-13-77-6 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-01-36 от 24.06.2019 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 2019 г.	370 077	410 429	211 235	9 183	**1 000 924**
август 2019 г.	308 842	412 582	209 230	10 250	**940 904**
септември 2019 г.	291 323	353 514	201 656	6 975	**853 468**
октомври 2019 г.	388 913	370 884	221 566	1 678	**983 041**
ноември 2019 г.	447 365	463 549	265 363	842	**1 177 119**
декември 2019 г.	546 189	601 360	311 979	1 342	**1 460 870**
януари 2020 г.	535 077	602 595	351 715	1 354	**1 490 741**
февруари 2020 г.	468 556	493 904	328 290	1 145	**1 291 895**
март 2020 г.	497 121	455 708	295 821	1 495	**1 250 145**
април 2020 г.	331 751	340 275	233 692	2 105	**907 823**
май 2020 г.	306 373	322 464	206 447	4 331	**839 615**
юни 2020 г.	276 009	310 294	189 206	7 710	**783 219**
07.2019 г. – 06.2020 г.	**4 767 597**	**5 137 558**	**3 026 200**	**48 410**	**12 979 765**

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 33 523 428 MWh, от които 12 979 765 MWh за крайни клиенти на регулиран пазар.

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, ограничава възможностите за участие на този пазар на всички производители, подали заявления за определяне на разполагаемост. Този извод се допълва и от факта, че задължително изкупуваната електрическа енергия от обществения доставчик покрива нуждите на регулирания 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 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., лв./MWh**	**Разлика в %**
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	53,90	89,00	-39,44%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	70,40	89,00	-20,90%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	135,30	89,00	+52,02%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	126,45	89,00	+42,08%

Видно от изготвената 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. В микса на НЕК ЕАД следва да 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер на 89,00 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.

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.

С писмо с вх. № Е-03-17-23 от 18.06.2019 г. в Комисията е получена заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката, с която се 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер на 200 MW средногодишно или общо за регулаторния период до 1 752 000 MWh. Горната заповед е издадена на основание чл. 70, ал. 1 и ал. 3, във връзка с ал. 2, т. 1 и ал. 4 от ЗЕ и във връзка с постъпили писма от изпълнителния директор на ЕСО ЕАД относно невъзможност за осигуряване на необходимите количества електрическа енергия за обществения доставчик за задоволяване на нуждите на регулирания пазар, становища на НЕК ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В писмото на ЕСО ЕАД се твърди, че така определените квоти за нуждите на обществения доставчик не могат да бъдат изпълнени при определения резерв за допълнителни услуги на оператора на преносната мрежа. От изложеното в писмото е видно, че използвайки възможността, предоставена му от разпоредбата на чл. 112, ал. 2, т. 1 от ЗЕ, ЕСО ЕАД ще си осигури необходимия резерв за допълнителни услуги, което ще доведе до недостиг на електрическа енергия за обществения доставчик за задоволяване нуждите на регулирания пазар.

Във връзка с гореизложеното и предвид обстоятелството, че ЕСО ЕАД е в невъзможност да получи в достатъчен обем допълнителни услуги от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, свързани с регулиране на електроенергийната система за осигуряване на сигурността на снабдяването, първоначално предложените количества в доклад с вх. № Е-Дк-292 от 21.05.2019 г., при които с оглед постигане на най-ниска цена централите са максимално натоварени, съответно „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД на 93% и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на 95%, са редуцирани и заместени с количества от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД съгласно заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и за реализация на пазара по свободно договорени цени, са представени в таблицата по-долу:

№	Електрическа енергия по централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	2 840 850	315 650
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 919 351	4 427 416	491 935
3	ВИ под 1 MW	384 852	346 367	38 485
4	ВИ над 1 MW	314 182	0	314 182
5	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	9 355	8 260	1 095
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 000 000	3 000 000	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 295 444	604 872	2 690 572
8	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 752 000	1 752 000	0
9	**Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД**	**16 831 684**	**12 979 765**	**3 851 919**

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници над 1 MW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2018 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 помесечни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайния снабдител										
		Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	ВИ под 1 MW	ВИ над 1 MW	**ОБЩО**
		MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.19	**Общо**	**256 827**	**148 800**	**223 200**	**290 160**	**252 960**	**284**	**36 189**	**117 719**	**1 326 139**
	Регулиран пазар	52 984	148 800	223 200	290 160	252 960	250	32 570		1 000 924
	Свободен пазар	203 843	0	0	0	0	33	3 619	117 719	325 215
авг.19	**Общо**	**236 965**	**148 800**	**223 200**	**147 600**	**327 360**	**315**	**32 943**	**107 158**	**1 224 341**
	Регулиран пазар	108 658	148 800	223 200	147 600	282 720	278	29 648		940 904
	Свободен пазар	128 307	0	0	0	44 640	37	3 294	107 158	283 437
сеп.19	**Общо**	**241 624**	**136 080**	**144 000**	**144 000**	**432 000**	**582**	**27 454**	**89 305**	**1 215 044**
	Регулиран пазар	12 165	136 080	144 000	144 000	392 000	514	24 709		853 468
	Свободен пазар	229 458	0	0	0	40 000	68	2 745	89 305	361 577
окт.19	**Общо**	**246 405**	**61 835**	**149 000**	**298 000**	**506 600**	**802**	**23 655**		**1 286 297**
	Регулиран пазар	8 158	61 835	149 000	268 000	474 050	708	21 289		983 041
	Свободен пазар	238 247	0	0	30 000	32 550	94	2 365		303 257
ное.19	**Общо**	**242 986**	**237 600**	**144 000**	**288 000**	**489 600**	**999**	**17 866**		**1 421 051**
	Регулиран пазар	63 758	237 600	144 000	258 000	456 800	882	16 079		1 177 119
	Свободен пазар	179 229	0	0	30 000	32 800	117	1 787		243 932
дек.19	**Общо**	**215 198**	**669 600**	**148 800**	**252 960**	**416 640**	**1 124**	**15 695**		**1 720 017**
	Регулиран пазар	17 752	669 600	148 800	222 960	386 640	993	14 125		1 460 870
	Свободен пазар	197 445	0	0	30 000	30 000	132	1 569		259 147
яну.20	**Общо**	**223 165**	**855 600**	**148 800**	**215 760**	**386 880**	**1 229**	**29 715**		**1 861 149**
	Регулиран пазар	15 872	855 600	148 800	155 760	286 880	1 085	26 744		1 490 741
	Свободен пазар	207 293	0	0	60 000	100 000	144	2 972		370 408
фев.20	**Общо**	**322 854**	**326 956**	**134 400**	**295 680**	**436 800**	**1 100**	**34 809**		**1 552 599**
	Регулиран пазар	115 759	326 956	134 400	265 680	416 800	972	31 328		1 291 895
	Свободен пазар	207 094	0	0	30 000	20 000	129	3 481		260 704
мар.20	**Общо**	**372 499**	**187 979**	**148 600**	**297 200**	**490 380**	**1 238**	**40 132**		**1 538 028**
	Регулиран пазар	111 344	187 979	148 600	287 200	477 810	1 093	36 119		1 250 145
	Свободен пазар	261 155	0	0	10 000	12 570	145	4 013		287 883
апр.20	**Общо**	**319 224**	**72 000**	**93 600**	**324 000**	**475 200**	**833**	**45 804**		**1 330 662**
	Регулиран пазар	18 864	72 000	93 600	264 000	417 400	736	41 224		907 823
	Свободен пазар	300 360	0	0	60 000	57 800	98	4 580		422 838
май.20	**Общо**	**312 329**	**44 640**	**96 720**	**338 120**	**453 840**	**552**	**44 634**		**1 290 835**
	Регулиран пазар	13 847	44 640	96 720	292 470	351 280	487	40 171		839 615
	Свободен пазар	298 482	0	0	45 650	102 560	65	4 463		451 220
юни.20	**Общо**	**305 369**	**110 110**	**97 680**	**265 020**	**251 091**	**296**	**35 956**		**1 065 522**

	Регулиран пазар	65 711	110 110	97 680	245 020	232 076	262	32 360		783 219
	Свободен пазар	239 658	0	0	20 000	19 015	35	3 596		282 303
юли 2019-юни2020	**Общо**	**3 295 445**	**3 000 000**	**1 752 000**	**3 156 500**	**4 919 351**	**9 355**	**384 852**	**314 182**	**16 831 685**
	Регулиран пазар	604 873	3 000 000	1 752 000	2 840 850	4 427 416	8 260	346 367	0	12 979 765
	Свободен пазар	2 690 572	0	0	315 650	491 935	1 095	38 485	314 182	3 851 919

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ 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 са определени следните цени на производители на електрическа енергия:

– АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 53,90 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 806 812 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh;

– НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 70,40 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 232 005 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 295 444 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, е в размер на 71,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 2,91 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 891 476 хил. лв. и енергия – 12 431 685 MWh. В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е изчислило средна покупна цена на обществения доставчик в размер на 151,52 лв./MWh, при утвърдена такава от 128,38 лв./MWh за предходния регулаторен период.

Прогнозата за следващия регулаторен период е разработена от дружеството при следните предпоставки и условия:

– количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са по представените прогнози от крайните снабдители, в размер на 12 979 765 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 производителите прогнози;

– общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 3 794 173 MWh, като е увеличено почти два пъти спрямо Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. Увеличените количества електрическа енергия от атомната централа за регулирания пазар следва да компенсират евентуалното невключване на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– количествата електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са на нивото на определените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., при допускане, че се приложи чл. 4,

ал. 2, т. 8 и чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 2 от Закона за енергетиката. При този вариант доставките от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД се намаляват с количествата от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са на ниво 77% използваемост на разполагаемата мощност, т.е. при условията на натоварване на централата през второто полугодие на 2018 г.;

– количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са при 84,6% използваемост на разполагаемата мощност, което се приближава до нивото на използваемост през второто полугодие на 2018 г., когато е достигната използваемост от 87%;

– 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. Становища на НЕК ЕАД по доклада и по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

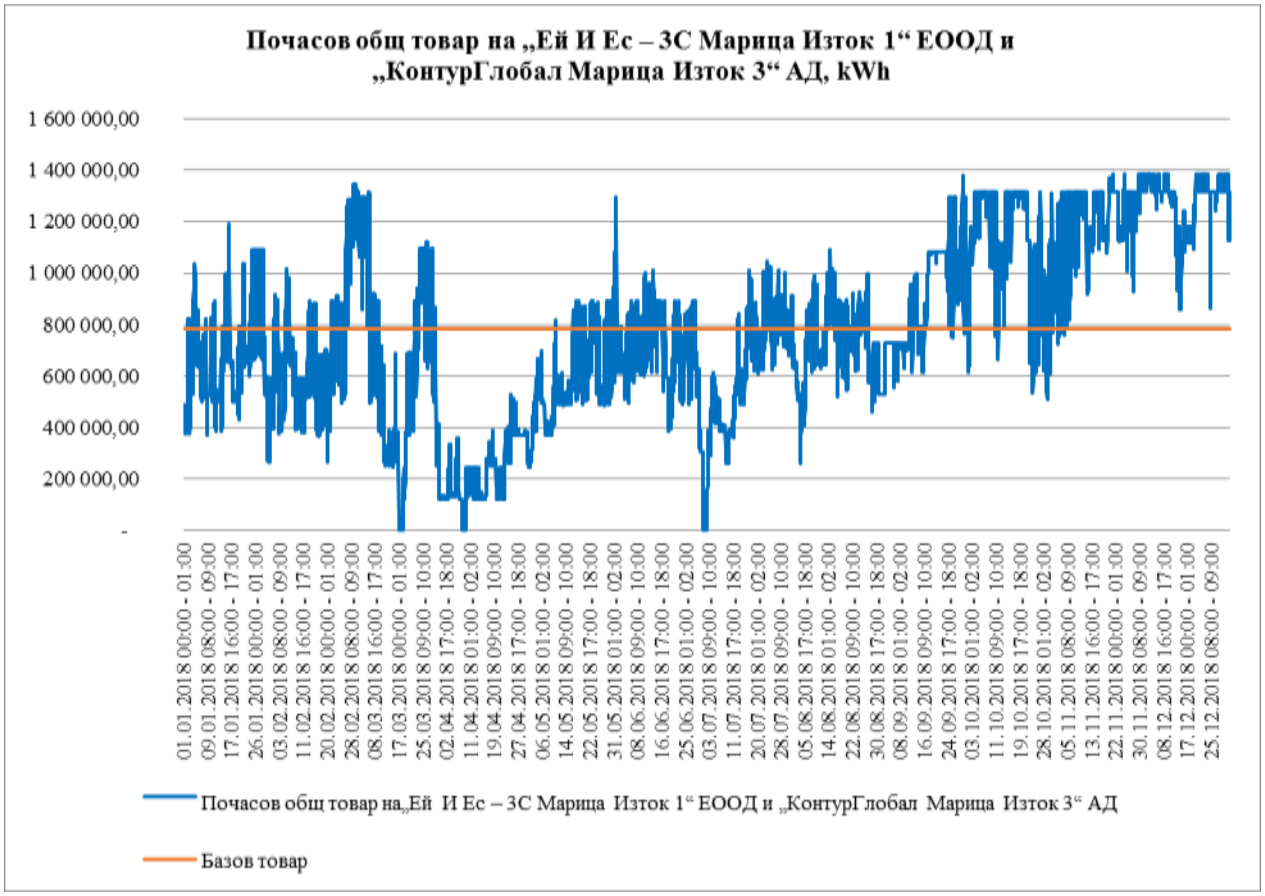
С писма с вх. № Е-13-01-32 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-01-36 от 14.06.2019 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

1.1. По прогнозната цена за регулаторния/ценовия период

Според дружеството чл. 37б и чл. 37в от НРЦЕЕ не са приложими по отношение на „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, съответно липсва правно основание за определяне на групов коефициент и прогнозна пазарна цена за тази група производители. Тъй като определянето на пазарна цена за двете централи, различна от пазарната цена за базов товар, не е нормативно регламентирано, общественият доставчик настоява прогнозната пазарна цена на тези централи да е равна на определената годишна пазарна цена за базов товар за новия регулаторния период, а именно 89,00 лв./MWh.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Прогнозната пазарна цена за базов товар е определена съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ, като основа за определяне прогнозните пазарни цени, съответно премиите на групите производители, регламентирани в чл. 37б от НРЦЕЕ. Тя представлява средна прогнозна годишна стойност на електрическата енергия, произведена/потребена при равно почасово годишно производство/потребление (напр. 1 MW за всеки час през цялата година).

По отношение „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД за 2018 г. се установи, че във връзка с изпълнение на задълженията по сключените СИЕ НЕК ЕАД не използва тези дружества като базови производители. От долната графика е видно, че през периодите, когато цените на пазара са по-високи, съответно е налице по-голямо търсене, двете централи са по-натоварени.



Извършена е симулация на участието на „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители:

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	85,98 лв./MWh
3	Групов коефициент (р.2/р.1)	1,10197
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена (р.3*р.4)**	**98,08 лв./MWh**

В ЗЕ и НРЦЕЕ не съдържат норми, които да регламентират прилагане на прогнозната пазарна цена за базов товар за изчисляване на размера на разходите на обществения доставчик, които следва да бъдат компенсирани във връзка с невъзстановяеми разходи по чл. 34 от ЗЕ и наложени задължения към обществото по чл. 35 от ЗЕ. С оглед равнопоставеност и спазване на принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ Комисията счита, че при определяне на средствата за компенсиране по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ на производителите по чл. 93а, ал. 1 и чл. 94 от ЗЕ следва да се приложи идентичен подход като на производителите, на които се определят премии. В тази връзка такъв е приложен, не само за „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, но и за производителите от ВЕИ под 1 MW и ВЕКП под 1 MW, чиято произведена електрическа енергия общественият доставчик също е задължен да изкупува. Противното би довело до:

– Прехвърляне на разходи от регулирания сегмент на пазара към свободния пазар, което представлява недопустимо кръстосано субсидиране и нарушение на чл. 31, т. 6 от ЗЕ;

– Създаване на предпоставки за допълнителна печалба и надкомпенсиране на НЕК ЕАД от реализацията на електрическата енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД

и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на свободен пазар, за сметка на всички потребители.

1.2. По компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

Дружеството отбелязва, че продължава да обслужва кредити, отпуснати от БЕХ ЕАД за оборотни средства, поради ликвидната криза, в която изпада в предходните години, основната причина за която е обстоятелството, че регулираните цени в няколко предходни регулаторни периода не покриват направените разходи за регулирана дейност и компанията не е в състояние да генерира достатъчно парични средства за финансиране на дейността си. В тази връзка посочва, че с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. Комисията е признала на обществения доставчик дефицит от регулирана дейност в размер на 1 493 785 хил. лв., натрупан за периода 2013 г. – 2014 г., който подлежи на компенсиране. Според НЕК ЕАД през регулаторните периоди от 2014 до 2018 г. е натрупан допълнителен недостиг за дейността „обществена доставка“ от 214 505 хил. лв. Предвид горното и за да се смекчат частично негативните последствия от формирания тарифен дефицит, дружеството настоява компонентата за дейността по чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ да бъде определена в размер на максималната допустима стойност от 3%.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Според разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ утвърдените необходими годишни приходи за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ включват и компонента в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството.

В тази връзка Комисията счита, че при определянето на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от крайни снабдители“ и за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ следва да бъде приложен общ подход, като компонентата бъде запазена на нивата, утвърдени през предходния регулаторен период. Аргументи за определяне на стойността на тази компонента са изложени по-долу в мотивите на настоящото решение. Следва да се има предвид, че за погасяване на главниците и лихвите по кредитните споразумения с БЕХ ЕАД, освен приходите си от компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, дружеството следва да използва и приходите си от признати разходи за предходни ценови периоди и част от реализираната печалба от продажба на електрическа енергия на свободния пазар.

1.3. По цената на електрическата енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД

НЕК ЕАД изразява несъгласие с непризнаването вече втори пореден регулаторен период в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за извършената SO_2 & NO_x модернизация, тъй като капиталовата инвестиция за модернизацията се изпълнява в съответствие с изискванията на европейското законодателство и Закона за чистотата на атмосферния въздух по отношение на емисиите на SO_2 & NO_x и не приема аргумента, че *„към момента КЕВР не е одобрявала изменение на финансовия модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД“*. Имайки предвид, че забавянето на одобрението на тарифния модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД нанася вреди на НЕК ЕАД, настоява да се ускори момента на одобрение на модела и коригираната цена на разполагаемостта да се включи при формирането на миксовата цена на обществения доставчик за следващия регулаторен период, започващ от 01.07.2019 г.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. В тази връзка аргументи са изложени по-горе с оглед становището на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, както и по-долу в мотивите на решението. В допълнение следва да се има предвид, че Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. не предвижда механизъм, по който на НЕК ЕАД ще бъде възстановена заплатената от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД

инвестиция за SO2 и NOx Модернизация, включително нормата на възвръщаемост, съобразена с начините и сроковете за заплащане на Общия размер на инвестицията.

1.4. По цената за достъп до електропреносната мрежа за производители

НЕК ЕАД счита, че е необходимо в разходите, които ще се възстановяват от ФСЕС за новия регулаторния период, да се включат и разходите на „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД за заплащане на цена за достъп, тъй като те са предизвикани от промени в законодателството и подлежат на възстановяване съгласно сключените СИЕ.

Горното възражение Комисията приема за основателно, като тези разходи са отразени в т. V от мотивите към настоящото решение.

1.5. По компенсациите, свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди.

Дружеството не е съгласно с непризнаването на предявените компенсации в размер на 12 484 хил. лв., свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, и не приема аргумента на Комисията, че тези разходи се компенсират от надвзети приходи от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство през предходния регулаторен период. В тази връзка подчертава, че лицензията на обществения доставчик не е само за покупка и продажба на електрическа енергия от комбинирано производство, а е лицензия за обществена доставка на електрическа енергия и вместо по недопустим начин избирателно да се използват определени фактори при аргументиране на отказа, следва да се извърши цялостен анализ на дейността на обществения доставчик. Отчетните данни за регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. показват, че чрез цената за задължения към обществото са останали некомпенсирани 134 732 хил. лв., от което е видно, че няма надвзети средства от компонентата за енергия.

Горното възражение Комисията приема за частично основателно. Комисията счита, че общественият доставчик следва да бъде компенсиран и за Решение № Ц-12 от 28.03.2019 г. на КЕВР, постановено в изпълнение на влязло в сила съдебно решение. 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.

Комисията не приема аргумента на дружеството, че за регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. отчетните данни показват, че чрез цената за задължения към обществото са останали некомпенсирани 134 732 хил. лв., въпреки надвзетите средства от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и в тази връзка те не покриват дефицита, предизвикан от постановени от КЕВР решения, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения. От цялостния анализ на дейността на обществения доставчик през посочения период е видно, че посочената сума е изчислена, а не отчетена, без да се вземат предвид по-високите пазарни цени на реализираната електрическа енергия на свободния пазар и приходите от ФСЕС за намаляване на цената за задължения към обществото в размер на 239 000 хил. лв.. Следва да се отбележи, че основната част от претендирания дефицит се дължи на по-ниска използваемост на „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД с 1 660 351 MWh, т.е. неизпълнение на Решение № ТЕ-027 от 01.07.2017 г. на

КЕВР, което води до повишаване на цените на производителите със сключени СИЕ. Непроизведената електрическа енергия от горните централи не се дължи на намалено търсене от страна на крайните снабдители, а е заместена с такава от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, и не е реализирана на свободния пазар, което е решение на мениджмънта на НЕК ЕАД и не следва да се компенсира.

1.6. По компенсиране на разходи на НЕК ЕАД, произтичащи от платени вземания за добавки за зелена енергия, ВЕКП и невъзстановяеми разходи по арбитражни и съдебни дела, вследствие на непризнати от съдебни инстанции нормативни разпоредби

НЕК ЕАД категорично възразява срещу отказа на КЕВР да компенсира посочените разходи и не приема аргумента, че претендираните от него разходи от арбитражни и съдебни дела не са обосновани и не следва да бъдат признавани. В тази връзка уточнява, че тези арбитражи и съдебни дела произтичат не от неизпълнение на търговски договори, а от това, че общественият доставчик стриктно е изпълнявал действащата нормативна уредба, решения и становища на КЕВР, които впоследствие не са признати за правилни от съда. Като допълнителна обосновка на направеното искане е приложено становище на Комисията, с което се дават указания на НЕК ЕАД да фактурира надбавките към цената пренос за м. юли 2013 г., както и Решение № 1413 от 19.06.2017 г. на Софийски апелативен съд, касаещо спор между „ОЕТ-Обединени енергийни търговци“ ЕООД, от една страна и НЕК ЕАД и ЕСО ЕАД, от друга.

Възражението на НЕК ЕАД е неоснователно. До измененията на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 59 от 2013 г., всички клиенти участват в компенсирането на невъзстановяемите разходи и на разходите, произтичащи от задължения към обществото, което следва да се осъществява по недискриминационен и прозрачен начин. Следователно, не въз основа на актове на КЕВР, а по силата на самия закон, всички клиенти на търговците на електрическа енергия са били задължени да заплащат съответната част от разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ. В този смисъл претендираните от НЕК ЕАД разходи, произтичащи от арбитражни и съдебни дела, не могат да бъдат съотнесени към цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, тъй като същият закон посочва изрично разходите, които могат да формират тази цена.

1.7. По компенсирането на разходи за минали регулаторни периоди

НЕК ЕАД възразява срещу отказа на КЕВР да компенсира разходи за минали регулаторни периоди, възникнали в резултат на утвърдени ценови и регулаторни условия, като счита за формални аргументите на регулатора за необходимостта от извършване на проверка и анализ на исканията и липсата на механизъм. В тази връзка посочва, че:

– Исканията за компенсация на разходите обхващат последните шест регулаторни периоди, за които общественият доставчик има детайлна отчетна информация и одитирани годишни финансови отчети и няма никаква пречка Комисията да е извършила необходимите проверки и анализи;

– Със свои ценови решения от 2014 г. Комисията вече е признала некомпенсираните разходи за периода 2013-2014 г. и има приет погасителен план за петгодишен период, но същият неясно защо не се изпълнява;

– Не са необходими нови механизми за компенсиране на разходите, при наличието на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, чиято функция е „*управление на средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а, определени с решение на комисията, включително за минали регулаторни периоди*“. Съгласно мотивите към законопроекта, създаването на ФСЕС е мярка, с която се цели финансово стабилизиране на българския електроенергиен сектор „*чрез редуциране на текущия дефицит в НЕК ЕАД*“, както и „*да се запълни създавания през годините вакуум, вследствие на натрупаните некомпенсирани вземания за задължения към обществото*“;

– Единствените разходи, които Комисията включва в своите решения за компенсиране, са разходите за периода 01.07.2012 г. – 31.07.2013 г. на обществения доставчик от Методика за компенсиране на разходи на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им задължения към обществото за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от ВЕИ и ВЕКП. Чрез получаваната компенсация НЕК ЕАД възстановява некомпенсираните към онзи момент разходи на крайните снабдители.

Тъй като натрупаните невъзстановени разходи, свързани със задълженията на обществения доставчик, се увеличават с всеки изминал регулаторен период, дружеството настоява да бъде определен срок в рамките на тази година за извършване на необходимата проверка и анализ от страна на КЕВР на предявените от НЕК ЕАД разходи, с които действия да се създаде предпоставка за извършване на компенсация от ФСЕС.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. По-горе в решението са представени мотиви относно невключването на предявените от обществения доставчик за възстановяване разходи от предходни регулаторни периоди. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че част от претендираните от дружеството разходи не следва да се класифицират като тарифен дефицит, тъй като са покрити от други приходи (изложеното по т.1.5.), в т.ч. приходи от свободен пазар (напр. част от непризнатите разходи, свързани със сключените СИЕ).

8. По компенсирането на разходи за електрическа енергия от ВИ от ФСЕС за регулаторния период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

НЕК ЕАД прогнозира недостиг на предвидените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. средства за компенсиране на обществения доставчик за закупена електроенергия от ВИ до 4 MWh в размер на 380 650 хил. лв. с аргумента, че за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г. по отчет средствата за компенсиране са достигнали 308 000 хил. лв., а в следващите месеци май и юни количествата електрическа енергия от ВяЕЦ и ФЕЦ неминуемо ще се увеличат.

Горното възражение Комисията приема за основателно. В тази връзка по-долу в мотивите към настоящото решение е предвидена компенсация на обществения доставчик за разходи за електрическа енергия от ВЕИ от ФСЕС за регулаторния период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

9. По разполагаемостта за допълнителни услуги

Отчитайки изискванията на чл. 105, ал. 6 от ЗЕ и чл. 6, ал. 2 от ПТЕЕ, определените прогнозни месечни количества електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., климатичните условия, както и динамиката в потреблението на електрическа енергия, НЕК ЕАД, като страна по СИЕ и производител на електрическа енергия от ВЕЦ, допуска за възможно в определен период от месеца да не може да изпълни разпорежданията на оператора на преносната мрежа.

Горното възражение Комисията приема за основателно, като по-горе в мотивите към настоящото решение са коригирани помесечните количества на производителите със сключени СИЕ.

10. По прогнозните количества електрическа енергия за продажба на крайните снабдители

Общественият доставчик обръща внимание на значителните разминавания за последните три регулаторни периода между заявените от крайните снабдители количества електрическа енергия и реално отчетените такива, като само за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е отчетен недостиг от 2 208 383 MWh. Счита, че увеличението на доставените количества е последица от очерталата се през последните три години тенденция за завръщане на крайни небитови клиенти от свободен на регулиран пазар, която крайните снабдители сериозно подценяват. В тази връзка НЕК ЕАД прави искане за

преразглеждане на прогнозните количества електрическа енергия за регулиран пазар и настоява КЕВР да изиска от крайните снабдители актуална прогноза за необходимите количества електрическа енергия за осигуряване потреблението на клиентите им и съответно тяхното месечно разпределение за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Във връзка с горното Комисията с писмо с изх. № Е-13-01-36 от 19.06.2019 г. е изискала от крайните снабдители да представят в КЕВР актуална прогноза за необходимите количества електрическа енергия за осигуряване потреблението на клиентите им и съответно тяхното месечно разпределение за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. С писма с вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-16 от 24.06.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и вх. № Е-13-01-36 от 24.06.2019 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД крайните снабдители са представили изисканата информация, която е отразена в т. III на настоящото решение.

2. Средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик („Миксова цена“)

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 12 979 765 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;

– 3 851 919 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	3 000 000	161 700	53,90
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	604 872	42 583	70,40
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 752 000	237 046	135,30
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 840 850	639 269	225,03
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 427 416	705 061	159,25
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	8 260	2 141	259,22
7	ВИ под 1 MW	346 367	105 853	305,61
8	**Средна покупна цена на обществения доставчик**	**12 979 765**	**1 893 653**	**145,89**

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 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.

Разходите за електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3 от мотивите към настоящото решение, а количествата са определени съгласно заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2018 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съобразени с изменената разпоредба на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР.

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 запазена на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на 2,29% от средната покупна цена за енергия на обществения доставчик – 3,34 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	604 872	42 583	70,40
2	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 000 000	161 700	53,90
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 752 000	171 828	98,08
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 840 850	278 618	98,08
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 427 416	434 221	98,08
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	8 260	747	90,49
7	ВИ под 1 MW	346 367	30 895	89,20
8	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 979 765	1 120 231	86,33
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			3,34
10	**Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.8+р.9)**			**89,67**

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 мотиви са изложени в т. 1.1.

В изпълнение на чл. 21, т. 21, изр. второ от ЗЕ, съгласно който Комисията не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94, КЕВР не е определила разполагаемост, съответно цена на дружеството. Със заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер на 200 MW средногодишно или общо за регулаторния период до 1 752 000 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. Причината за издаване на горната заповед е невъзможността ЕСО ЕАД да си осигури необходимия резерв за допълнителни услуги, което би довело до застрашаване на сигурността на снабдяването с електрическа енергия. Във връзка с гореизложеното и предвид обстоятелството, че допълнителните услуги, свързани с регулиране на електроенергийната система за осигуряване на сигурността на снабдяването ЕСО ЕАД е в невъзможност да получи в достатъчен обем от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, са намалени количествата, при които с оглед постигане на най-ниска цена централите са натоварени, съответно на 93% - „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и 95% - „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД и заместени с количества от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, съгласно заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката. В тази връзка е целесъобразно и икономически обосновано за количествата електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, които заместват количества електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, прогнозната пазарна цена да е идентична с тази на производителите със сключени СИЕ. Допълнителен аргумент в тази връзка представлява и обстоятелството, че на основание чл. 112, ал. 2 т. 1 от ЗЕ операторът на пазара може да откаже да потвърди графика на обществения доставчик, ако не е спазено задължението за предоставяне на резерв и допълнителни услуги по договори с оператора на преносната мрежа, което би довело до недостиг на електрическа енергия за задоволяване нуждите на регулирания пазар. Следователно допълнителните количества, съответно разходи, наложени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са свързани изцяло с нуждите на регулирания сегмент от пазара и прехвърляне на по-голям обем от тях в разходите за компенсиране от цената за задължения към обществото, която се заплаща от всички крайни клиенти, може да се квалифицира като кръстосано субсидиране в нарушение на чл. 31, т. 6 от ЗЕ.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 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.

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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 сключени споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ);

Приходите на фонда са оценени на 1 173 640 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 861 450 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) , трендът на повишение на цените на квотите и докладът на Европейската комисия (ЕК) от 14.05.2019 г. относно общия брой квоти в обращение за целия ЕС през 2018 г. за целите на Резерва за пазарна стабилност. В съответствие с чл. 1, параграфи 4 и 5 на Решение № 2015/1814 на Европейския парламент и на Съвета относно създаването и функционирането на резерв за стабилност на пазара към схемата на Съюза за търговия с емисии на парникови газове и за изменение на Директива 2003/87/ЕО, ЕК публикува общия брой квоти в обращение всяка година до 15 май на следващата година. Общият брой квоти в обращение за дадена година е натрупаният брой квоти, издадени в периода от 1 януари 2008 г., включително броят на разпределените квоти съгласно член 13, параграф 2 от Директива 2003/87/ЕО през този период и правата за ползване на международни кредити, упражнени от инсталациите, попадащи в обхвата на СТЕ на Съюза, по отношение на емисии до 31 декември от съответната година, минус натрупаните тонове проверени емисии от инсталациите в СТЕ на Съюза между 1 януари 2008 г. и 31 декември на същата тази година, всички квоти, отменени в съответствие с член 12, параграф 4 от Директива 2003/87/ЕО, и броят на квотите в резерва. Всяка година определен брой квоти, равен на 24% от общия брой на квотите в обращение, се изважда от количеството квоти, което ще бъде продавано на търг в държавите членки съгласно член 10, параграф 2 от Директива 2003/87/ЕО, и се прехвърля в резерва за период от 12 месеца

с начало 1 септември от съответната година, освен когато броят квоти за прехвърляне в резерва е по-малък от 100 милиона.

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 312 190 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

Предвид динамиката и волатилността на цените на квотите за емисии на парникови газове през втората половина на 2018 г. и началото на 2019 г. (през 2018 г. средната цена, по която Фондът получава приходи, е в размер на 15,80 €/тон, а през първото тримесечие на 2019 г. – 21,12 €/тон) и повишените цени на свободния пазар, които рефлектират върху приходите по чл. 36е от ЗЕ, във ФСЕС е натрупан излишък от средства, който се оценява към настоящия момент на около 478 000 хил. лв. Излишъкът се дължи и на по-високите вноски по чл. 36е от ЗЕ, които общественият доставчик следва да внесе, предвид отчетените по-високи средни цени съгласно сключените СИЕ с ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“.

Горните средства, на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, следва да се използват за компенсиране на извършени от обществения доставчик разходи, произтичащи от задълженията му по чл. 93а и чл. 94, определени с решение на Комисията, включително за минали регулаторни периоди, 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 за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., както и разходи за доплащане при промяна на цената по НПИ, в т.ч.:	13 461
1.1.	ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	5 220
1.2.	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	8 241
2.	Компенсация на обществения доставчик във връзка с по-високи средни цени, съгласно сключените СИЕ с ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., както и разходи за доплащане при промяна на цената по НПИ, в т.ч.:	276 134
2.1.	ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	108 437
2.2.	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	167 698
3.	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	33 576
4.	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	4 477
5.	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	12 037
6.	Компенсация на обществения доставчик за разходи за електрическа енергия от ВЕИ с инсталирана мощност под 4 MW за регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	16 802
7.	Средства, използвани в Решение № Ц-16 от 31.10.2018 г.	30 000

Разпределение на натрупания излишък от средства във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
8.	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ вноска по чл. 36е от ЗЕ	74 685
9.	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	17 157
10.	**Общо**	**478 328**

Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. и разходи за компенсация на предвидените облекчения по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници в размер на 20 207 хил. лв.

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, 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.

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. Посочената в таблицата по-горе сума отразява разходи на обществения доставчик във връзка с Решение № Ц-3 от 28.02.2019 г. на КЕВР, Решение № Ц-4 от 28.02.2019 г. на КЕВР, Решение № Ц-5 от 28.02.2019 г. на КЕВР, Решение № Ц-11 от 28.03.2019 г. на КЕВР и Решение № Ц-12 от 28.03.2019 г.

Претендираните от НЕК ЕАД разходи от арбитражни и съдебни дела не следва да бъдат признавани по аргументи, изложени по-горе в т. IV от мотивите на това решение.

Предвид горното, приходите на ФСЕС, които могат да се използват за намаляване на цената за задължения към обществото, са в размер на 1 150 311 хил. лв. (841 243 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 309 068 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.

Некомпенсираните разходи на НЕК ЕАД за електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД се формират като разлика от изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3 от мотивите на това решение за количествата, определени съгласно заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката и приходите, които обществеността 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**	**678 433,42**	**106 010,75**	**83,36**	**49 456,54**	**1,48**
1	ФОНД	519 986,50	82 549,93	83,36	39 203,86	1,17
2	НЕК ЕАД	158 446,92	23 460,81	83,36	10 252,68	0,31
II	**ВяЕЦ**	**1 313 551,18**	**240 624,94**	**84,15**	**130 089,61**	**3,88**
1	ФОНД	1 283 526,17	235 530,85	84,15	127 522,12	3,80
2	НЕК ЕАД	30 025,01	5 094,09	84,15	2 567,48	0,08
III	**ФтЕЦ**	**1 240 879,05**	**604 412,66**	**96,35**	**484 853,97**	**14,46**
1	ФОНД	1 083 139,01	532 108,20	96,35	427 747,75	12,76
2	НЕК ЕАД	157 740,05	72 304,47	96,35	57 106,21	1,70
IV	**Биомаса**	**292 391,52**	**98 961,95**	**87,87**	**73 269,50**	**2,19**
1	ФОНД	253 751,49	82 206,75	87,87	59 909,61	1,79
2	НЕК ЕАД	38 640,03	16 755,20	87,87	13 359,90	0,40
V	**Общо ВЕИ**	**3 525 255,18**	**1 050 010,30**	**88,60**	**737 669,61**	**22,00**
1	ФОНД	3 140 403,17	932 395,73	88,53	654 383,34	19,52
2	НЕК ЕАД	384 852,01	117 614,57	89,20	83 286,27	2,48

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**	**2 921 070**	**566 250**	**90,49**	**301 923**	**9,01**
1	ФСЕС	2 911 715	563 825	90,49	300 344	8,96
2	НЕК ЕАД	9 355	2 425	90,49	1 578	0,05

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“**	**33 523 428**	**224 212**	**6,68**
1.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	33 523 428	400 724	11,95
1.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-	-
1.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	400 724	11,95
1.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-176 512	-5,27
2	**ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“**	**33 523 428**	**168 377**	**5,02**
2.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	33 523 428	300 933	8,98

2.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-	-
2.2.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	300 933	8,98
2.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-132 556	-3,95
3	**ТЕЦ „Марица изток 2“**	**33 523 428**	**65 217**	**1,95**
3.1.	Некомпенсирани разходи за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД във връзка със заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 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 за задоволяване нуждите на регулирания пазар за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г., в размер на 200 MW средногодишно или общо за регулаторния период до 1 750 000 MWh	33 523 428	65 217	1,95
3.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	0	-
3.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	65 217	1,95
3.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	0	0,00
4	**ВЕИ**	**33 523 428**	**167 307**	**4,99**
4.1.	Некомпенсирани разходи за ВЕИ	33 523 428	737 670	22,00
4.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	654 383	19,52
4.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	83 286	2,48
4.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-570 363	-17,01
5	**Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**33 523 428**	**31 042**	**0,93**
5.1.	Некомпенсирани разходи за централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 523 428	301 923	9,01
5.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	300 344	8,96
5.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	1 578	0,05
5.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-270 880	-8,08
6	**ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**	**33 523 428**	**656 156**	**19,57**

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 19,57 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 4,99 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 19,57 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от

възобновяеми източници, в размер на 4,99 лв./MWh, компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 0,93 лв./MWh, компонента, отразяваща невъзстановяемите разходи, произтичащи от споразумението за изкупуване на енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, в размер на 6,68 лв./MWh, компонента, отразяваща невъзстановяемите разходи, произтичащи от споразумението за изкупуване на енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, в размер на 5,02 лв./MWh и компонента, отразяваща допълнителни задължения към обществото, наложени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, в размер на 1,95 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-13-41-34 от 29.03.2019 г., заявление с вх. № Е-13-41-35 от 29.03.2019 г. и заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-34 от 29.03.2019 г., допълнено със заявление с вх. Е-13-41-52 от 21.05.2019 г., ЕСО ЕАД е предложило цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,46 лв./MWh, без ДДС, цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 2,39 лв./MWh, без ДДС, и цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 12,60 лв./MWh, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-41-35 от 29.03.2019 г. дружеството предлага цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, в размер на 3,02 лв./MWh.

Таблицата по-долу представя сравнение между предложените от ЕСО ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	1,39	0,46	**-66,90%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	-	2,39	-
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	8,45	12,60	**49,11%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за	3,02	3,02	**0,00%**

производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия			

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 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 33 400 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 14 428 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 4 910 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 2 602 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 2 758 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 575 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 3 583 хил. лв.;

1.1.3. Регулаторна база на активите – 29 041 хил. лв.;

1.1.4. Норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 33 400 000 MWh и за износ съответно 8 120 000 MWh. Общото количество, на база на което ЕСО ЕАД ще реализира приходи, е 41 520 000 MWh.;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 14 428 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 4 910 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 2 602 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 2 758 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 575 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 3 583 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за студен резерв – 57 100 хил. лв.;

1.2.4. Разходи за резерв за услуги – 26 352 хил. лв.;

1.2.5. Регулаторна база на активите – 39 473 хил. лв.;

1.2.6. Норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.3. 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:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 400 000 MWh;

1.3.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 270 271 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 80 263 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 42 539 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 85 889 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 19 796 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 41 784 хил. лв.;

1.3.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 136 059 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, в размер на 109,55 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh;

1.3.4. Регулаторна база на активите – 2 000 172 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 – 40 055 хил. лв.;

1.3.5. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.3.6. Приходи от реактивна енергия – 12 000 хил. лв.;

1.3.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 50 100 хил. лв.;

1.3.8. Недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ – 16 686 хил. лв.

1.4. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.4.1. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв – 8 784 хил. лв.;

1.4.2. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.4.3. Регулаторна база на активите – 1 100 хил. лв.;

1.4.4. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ – 2 919 535 MWh.

2. Становище на ЕСО ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-41-54 от 04.06.2019 г. ЕСО ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

2.1. По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

ЕСО ЕАД възразява срещу извършената корекция в посока намаление с 2 025 хил. лв. на условно-постоянните разходи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, с аргумента, че дружеството получава приходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите в случаите на намален износ на електрическа енергия. За предстоящия регулаторен период прогнозираните от ЕСО ЕАД количества на износа са предвидени на нивата на отчетените през 2018 г., като отчетените разходи за компенсации по ITC Механизма за 2018 г. са в размер на 5 099 хил. лв., при отчетени приходи в размер на 3 404 хил. лв. (вкл. приходи от периметрична такса). При запазване на количествата електрическа енергия за износ, ЕСО ЕАД ще дължи съответните компенсации по ITC Механизма, които няма да бъдат компенсирани от приходите.

Горното възражение Комисията приема за основателно, като необходимата корекция е отразена в т. 3.1.

2.2. По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители

ЕСО ЕАД възразява срещу извършената корекция в посока намаление с 2 025 хил. лв. на условно-постоянните разходи, формиращи цената за достъп до електропреносната

мрежа, с аргумента, че дружеството получава приходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите в случаите на намален износ на електрическа енергия. За предстоящия регулаторен период прогнозираните от ЕСО ЕАД количества на износа са предвидени на нивата на отчетените през 2018 г., като отчетените разходи за компенсации по ITC Механизма за 2018 г. са в размер на 5 099 хил. лв., при отчетени приходи в размер в размер на 3 404 хил. лв. (вкл. приходи от периметрична такса). При запазване на количествата електрическа енергия за износ, ЕСО ЕАД ще дължи съответните компенсации по ITC Механизма, които няма да бъдат компенсирани от приходите.

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, с изключение на такива от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електроразпределителните мрежи, дружеството предлага при постановяване на окончателното решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ да се регламентира механизъм за заплащане на тази цена, а именно: „Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.“.

Горното възражение Комисията приема за основателно, като необходимата корекция е отразена в т. 3.2.

2.3. По отношение на цената за пренос през електропреносната мрежа

Дружеството изразява несъгласие с намалението с 27 928 хил. лв. на разходите за амортизации, като обръща внимание, че те следва да са на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период. Отбелязва, че отчетените за 2018 г. разходи за инвестиционни дейности по пренос на електрическа енергия са в размер на 117 547 хил. лв., а планираните за 2019 г. – в размер на 122 381 хил. лв. Отчитайки горния факт, ЕСО ЕАД очаква КЕВР да определи ценова рамка, която да създаде условия за изпълнение на инвестициите, заложени в 10-годишния план за развитие на електропреносната мрежа, с което да се гарантира сигурно електроснабдяване в страната и задоволяване на търсенето на електрическа енергия.

Електропреносният оператор възразява също така и срещу корекцията на разходите за въоръжена и противопожарна охрана със 707 хил. лв. и за безплатна предпазна храна със 795 хил. лв. до ниво отчет за 2018 г. с аргумента, че предложените от дружеството стойности са следствие от увеличението на минималната работна заплата за страната от 510 лв. на 560 лв., считано от 01.01.2019 г.

По отношение на регулаторната база на активите ЕСО ЕАД посочва, че при отчетени счетоводни амортизации за дейността „пренос на електрическа енергия“ в размер на 95 639 хил. лв. и признати в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР амортизации в размер на 53 770 хил. лв., остават непризнати разходи в размер на 41 869 хил. лв. Дружеството очаква с тези разходи да се намали и балансовата стойност на непризнатата преоценка в размер на 670 732 хил. лв. (712 601 хил. лв. – 41 869 хил. лв.), като по този начин би се спазил по-точно принципът: операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, на база извършени инвестиции.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно, като мотивите се съдържат в изложеното по т. 3.3.

2.4. По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цената за достъп до електропреносната мрежа от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електроразпределителните мрежи, дружеството предлага при постановяване на окончателното решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ да се регламентира механизъм за заплащане на тази цена, който е приложим и към момента, а именно: „Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.“

Комисията приема предложението на ЕСО ЕАД за целесъобразно с оглед постигане на яснота по отношение на реда и начина на събиране на задълженията, произтичащи от заплащането на цената за достъп от посочените производители.

3. Ценообразуващи елементи

3.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Съгласно чл. 26, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от операторите на електроразпределителни мрежи, крайните клиенти и производители на електрическа енергия в режим на потребление, присъединени към електроенергийната система, освен в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 2 и ал. 2 от Закона за енергетиката, 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 33 400 000 MWh на 33 523 428 MWh, като са взети предвид данните за предходния ценови период и е отчетена тенденцията за увеличение на потреблението от началото на годината.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 14 428 хил. лв. на 13 225 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива и тези за информационни услуги са запазени на ниво отчет през базисната година, а заявените разходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите са признати в размер на 1 695 хил. лв., във връзка с изложените от дружеството аргументи в представеното с писмо с вх. № Е-13-41-54 от 04.06.2019 г. становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

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. Променена е структурата на активите, относима към цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, като в тази връзка стойността на РБА е в размер на 19 647 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

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.	14 428	13 225

2	Възвръщаемост	хил.лв.	871	593
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	15 300	13 817
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 400 000	33 523 428
5	**Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС**	**лв./MWh**	**0,46**	**0,41**

3.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Съгласно чл. 26, ал. 2 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от производители на електрическа енергия, с изключение на тези с динамично променяща се генерация, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период. Размерът на необходимите годишни приходи и количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ се намаляват със съответния дял на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 41 520 000 MWh на 41 553 428 MWh, като са взети предвид данните за предходния ценови период и е отчетена тенденцията за увеличение на потреблението от началото на годината, както и износът на електрическа енергия от страната.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 14 428 хил. лв. на 13 225 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива и тези за информационни услуги са запазени на ниво отчет през базисната година, а заявените разходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите са признати в размер на 1 695 хил. лв., във връзка с изложените от дружеството аргументи в представеното с писмо с вх. № Е-13-41-54 от 04.06.2019 г. становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

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. Променена е структурата на активите, относима към цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, като в тази връзка стойността на РБА е преизчислена в размер на 19 647 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Извършена е корекция на разходите за резерв за допълнителни услуги, като те отразяват допълнителен резерв в размер на 200 MW, тъй като останалите 100 MW представляват допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация и са отразени в цената по т. 1.4.

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 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.	13 225
4	Възвръщаемост	хил. лв.	593
5	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	88 277
6	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	41 553 428

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. 1.4.

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	88 277	41 553 428
Производители с динамично променяща се генерация	6 202	2 919 535
Производители, с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	82 075	38 633 893

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, са 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.	99 065	82 075
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	41 520 000	38 633 893
3	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**2,39**	**2,12**

3.3. 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 33 400 000 MWh на 33 523 428 MWh, във връзка с изложеното в т. 2.1.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 270 271 хил. лв. на 232 239 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за ремонт и поддръжка, разходите за горива, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, вода и отопление, безплатна храна, охрана на труда, командировки, други външни услуги, обучение и квалификация, данъци, удържани по ЗКПО 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. Разходите за амортизации са преизчислени от 85 889 хил. лв. на 57 961 хил. лв. чрез прилагане на коефициент, отразяващ стойността на активите преди преоценка върху амортизационната квота.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК е преизчислен на 36 777 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.

Регулаторната база на активите на ЕСО ЕАД, като правоприемник на дейността „пренос на електрическа енергия“ от 04.02.2014 г., е коригирана със 712 601 хил. лв. във връзка с преоценка 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 1 284 293 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Приходите от преносна способност са оценени на 49 000 хил. лв.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 91,45 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

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.	270 271	232 239
2	Възвръщаемост	хил. лв.	60 005	38 529
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	136 059	103 249
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.	16 686	16 686
5	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-12 000	-12 000
	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-50 100	-49 000
6	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	404 235	329 702

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 400 000	33 523 428
8	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**12,60**	**9,83**

3.4. 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 по чл. 26, ал. 3 от НРЦЕЕ, 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 производството 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 електроенергийната система от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка може да се приеме за икономически обосновано в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10 лв./MW*h.

При формиране на необходимите приходи от цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация е отчетен и делът на тези производители в разходите, формиращи цената по т. 2.2.

В регулаторната база на активите 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. Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

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.	6 202
3	Възвръщаемост	хил. лв.	56
4	Необходими приходи	хил. лв.	15 018
5	Прогнозни количества	MWh	2 919 535
6	**Цена за достъп**	**лв./MWh**	**5,14**

Във връзка с гореизложеното, цените на ЕСО ЕАД са както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,41 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 13 817 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 523 428 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 2,12 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 82 075 хил. лв. и количества електрическа енергия 38 633 893 MWh.

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 9,83 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 329 702 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 523 428 MWh.

4. 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 5,14 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 018 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 919 535 MWh.

5. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената за достъп по т. 2 или т. 4 на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 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-13-09-14 от 15.04.2019 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 от НРЦЕЕ е проведен регулаторен преглед, въз основа на който да бъдат утвърдени цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората 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 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на необходими приходи и цени на електроразпределителните дружества за втория ценови период от петия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 3 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, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите – чл. 38, ал. 6 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.

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 общ подход:

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.

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. 3 и ал. 6 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 2,8% за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт относно индекса на потребителските цени за 2018 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. 3, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за първата година от петия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2018 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-13-62-58 от 13.05.2019 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 г., от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 г. и от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 г., на основание чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година на петия регулаторен период

2.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 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 – 0,00971 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03245 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00971	0,01275	**+31,31%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03245	0,04365	**+34,51%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00519	0,00581	**+11,95%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01796	0,01796	**0,00%**

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората 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 123 906 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 109 088 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 – 116 581 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 9,06%;

– Разходи за балансиране – 4 604 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 3 249 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходни ценови периоди в размер на 1 355 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 53 209 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период в размер на 39 201 хил. лв.;

– Регулаторна база на активите – 693 726 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 – 22 080 хил. лв., при стойност на компонентата P_{t-2} – (плюс) 701 хил. лв.;

– Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) -167 хил. лв.;

– Допълнителна корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., свързана с амортизации на въведени в експлоатация активи през 2018 г., но отчетени за 2017 г., в размер на 2 927 хил. лв.;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 482 117 MWh.

2.1.2. Становище на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД по приетия от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-62-66 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-62-66 от 14.06.2019 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

2.1.2.1. Прогнозна пазарна цена за технологичен разход

Дружеството счита, че определената в доклада прогнозна годишна пазарна цена за базов товар в размер на 89,00 лв./MWh не отразява текущите и бъдещите очаквани пазарни ценови нива на електрическата енергия на свободния пазар, по които ще бъдат закупувани необходимите количествата електрическа енергия за покриване на технологичния разход, със следните аргументи:

– подцененото влияние на постигнатите цени от „АЕЦ Козлудуй“ ЕАД на ЦПДД с период на доставка 2019 г. и на изчислената в доклада цена на електрическата енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, които са основните доставчици на базова енергия на организирания борсов пазар на дългосрочни продукти;

– несбъднатите очаквания за големи излишъци на електрическа енергия през втората половина на 2018 г. и първото тримесечие на 2019 г. в резултат на излизането на борсовия пазар на производители с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW,

респективно надценения ефект върху ценовите нива на пиковата енергия от предстоящото участие и на производители от 1 MW до 4 MW, както и факта, че те произвеждат най-много енергия през лятото, когато дружеството купува най-малки количества;

– повишаването на износа.

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД посочва също така, че предвид по-ниската предложена стойност на прогнозната пазарна цена с около 9% под цената на сключените сделки за базова енергия с период на доставка до края на годината, изискванията на разпоредбата на чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ и непризнаването на реално постигнатия размер на технологичните разходи по преноса, предварително се залага негативен ефект за дружеството, който няма как да бъде компенсиран в края на ценовия период. В тази връзка предлага определената прогнозна пазарна цена за базов товар да бъде актуализирана в окончателното решение за цени от 01.07.2019 г, като се вземат предвид реално отчетените сделки и последните търгове, които ще се организират и сключат на платформата на БНЕБ ЕАД.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в т. I на настоящото решение. Не е подценено влиянието на постигнатите цени от „АЕЦ Козлудуй“ ЕАД на ЦПДД с период на доставка 2019 г., тъй като тези стойности са постигнати през м. декември от предходната година, а в края на годината, предвид високите цени на пазара ден напред и желанието на търговските участници да си подсигурят поне част от договорената с клиентите си електрическа енергия, се стигна до повишаване на цените. Подобна ситуация се наблюдаваше и в края на 2017 г., но постигнатата средна цена за базов товар през 2018 г. на пазара ден напред беше с около 5% по-ниска от тази на търговете на ЦПДД. Освен горното, ценовите очаквания на пазарните участници, закупили електрическа енергия за 2019 г., не се оправдаха за първите две тримесечия на годината, като средната пазарна цена за базов товар е под 89 лв./MWh, въпреки че през отделни периоди на първата половина на годината цените на българския борсов пазар достигнаха стойности, значително надхвърлящи постигнатите на регионалните борси.

Следва да се има предвид, че в чл. 38 от НРЦЕЕ са предвидени условията и редът, при които се отчита разликата между постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи и утвърдената прогнозна пазарна цена. Освен това, в чл. 40, ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с § 1, т. 16а от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ е предвидена възможност за Комисията да отчете изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар, при условие, че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар.

2.1.2.2. Признат размер на технологичния разход

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД посочва, че закъснението в постигането на целевата стойност от 8% се дължи на приоритетността, заложена в инвестиционните планове на дружеството, която поставя на преден план инвестициите в надеждната и безаварийната работа на мрежата, в това число и критичната инфраструктура. За дружеството това са кабели 110 KV, които осигуряват захранването на столицата с електрическа енергия. Подмяната на всеки кабел изисква повече време за изпълнение на инвестицията, поради етапност на изпълнението и съобразяване с множество фактори, като основният е работата на държавните институции. Вследствие на изложените по-горе причини „ЧЕЗ Разпределение България“ АД влага по-малък процент средства в направлението „Подмяна на електромери и изнасяне на електромери на граница на собственост“ в сравнение с другите оператори, поради което и търпи последиците от по-голямата стойност на технологичния разход. Разбирането на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е, че Комисията трябва да отчете особеностите на електроразпределителната мрежа на територията на дружеството, както и да оцени

нейното техническо състояние. Мрежовият оператор счита, че изводите в доклада противоречат на т. 4 от Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическата енергия при пренос и разпределение на електрическа енергия, съгласно която следва да се отчетат реално достигнатите нива на технологичния разход и посочва, че въпреки задължението си Комисията не е анализира нито статистическата информация за технологичните разходи на всяко енергийно предприятие, нито структурните особености на мрежата. Според дружеството занижените нива на технологичния разход и ниската прогнозна пазарна цена, по която са определени разходите на операторите за енергия за покриване на технологичния разход, ще поставят в риск сигурността на снабдяването, поради липса на свободен паричен ресурс и осигуряване на по-добро качество на мрежовите услуги. В резултат на гореизложеното дружеството настоява отчетеният за 2018 г. процент на технологичния разход от 9,06% да бъде използван при определяне на количествата за покриване на технологичния разход за периода 01.07.2019 – 30.06.2020 г.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие единствено с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ.

Допълнителен аргумент е и обстоятелството, че одобреният среден номинален размер на инвестициите за петия регулаторен период на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и съответно включен в цените е с 24,5% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и със 113% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Север“ АД. В тази връзка дружеството следва да разходва тези средства за постигане на по-висока ефективност, в т.ч. оптимизация на оперативните разходи и намаляване на размера на технологичния разход. Определеното от Комисията ниво е напълно постижимо, като пример за това е отчетеният от „Електроразпределение Юг“ ЕАД размер на технологичния разход от 7,6% през 2018 г., в резултат на ефективно управление на инвестиционните разходи, както и „Електроразпределение Север“ АД, което при общо отчетени инвестиции за четвъртия регулаторен период в размер на 73 977 хил. лв. постига намаление на технологичните разходи с 3,6 процентни пункта, в сравнение с „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, което при общо отчетени инвестиции за четвъртия регулаторен период в размер на 287 715 хил. лв. (почти 4 пъти повече) постига намаление на технологичните разходи с едва 1,24 процентни пункта.

2.1.2.3. Разходи за балансиране

Дружеството не е съгласно със запазването на признатия размер на разходите за балансиране, тъй като не може да влияе върху цените за излишък и недостиг, определяни от ЕСО ЕАД на балансиращия пазар, както и върху външни фактори като поведението на ползвателите на мрежата и климатичните промени. С оглед на горното поддържа искането си Комисията да признае в необходимите му приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране в размер на 3,44 лв./MWh и възникналите некомпенсирани разходи за балансиране за периода 07.2018 г. – 02.2019 г. в размер на 1 355 хил. лв.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход.

2.1.2.4. Оперативни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД отбелязва, че стойността на корекцията с инфлационен индекс от 3 054 хил. лв. не покрива пълния размер на отчетените разходи за заплати за 2018 г. в размер на 3 473 хил. лв. и няма да покрие увеличението на възнагражденията на персонала, в т.ч. и осигуровки през 2019 г. в размер на 3 843 хил. лв.,

което е заложено в действащия колективен трудов договор. Посочва също, че в направената корекцията на оперативните разходи не са предвидени разходи във връзка с вменените задължения на операторите на разпределителни мрежи с последните изменения на Закона за енергетиката, с които се въвежда цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия. Тези допълнителни разходи са свързани с фактурирането на услугата и необходимостта от преработка на съществуващия модул за фактуриране, пощенски и куриерски услуги, разходи за персонал и други непредвидени разходи. Дружеството апелира ценовото решение да бъде допълнено с текст, който да регламентира задължението на производителите, присъединени към електроразпределителната мрежа, да заплащат цената за достъп до електропреносната мрежа на оператора на разпределителната мрежа, който да превежда събраната сума към ЕСО ЕАД. В заключение настоява за признаване на пълния размер от 121 883 хил. лв. на заявените оперативни разходи.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие единствено с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ.

Отделно от горното Комисията счита, че допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от оптимизации на оперативните разходи на дружеството вследствие на извършените инвестиции. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че одобреният среден номинален размер на инвестициите за петия регулаторен период на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и съответно включен в цените е с 24,5% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и със 113% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Север“ АД. В тази връзка дружеството следва да разходва тези средства за постигане на по-висока ефективност, в т.ч. оптимизация на оперативните разходи и намаляване на размера на технологичния разход.

2.1.2.5. Разходи за амортизации

Мрежовият оператор възразява срещу изразената в доклада позиция относно корекцията по ал. 3 на чл. 38 от НРЦЕЕ. В ценовото си предложение дружеството е заявило положителна корекция на утвърдения амортизационен разход с 2 927 хил. лв., което отразява корекция за създадени през 2018 г. активи, с инвестиционен разход през 2017 г., които до края на 2017 г. не са били въведени в експлоатация. Поради тази причина на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е наложена корекция с ценовото решение на КЕВР от 2018 г. Непризнаването на този разход би ощетило дружеството за още две ценови години напред. Средният полезен живот на активите е около 10-12 години, което при така описаната по-горе хипотеза означава, че само 70 – 75% от стойността на тези активи ще се възстанови чрез признатите амортизации, въпреки че дружеството е инвестирало в електроразпределителната мрежа и ги е въвело в експлоатация.

Комисията приема горното възражение за частично основателно, като приложената корекция е отразена по-долу.

2.1.2.6. Балансова стойност на активите

Разбирането на дружеството, основаващо се на разпоредбата на чл. 14, ал. 2 и § 1, т. 1 от ДР на НРЦЕЕ, показва, че от отчетната стойност на възмездно придобитите регулирани активи на дружеството, формирана към края на базисната година, се приспада кумулативно начислената им амортизация за регулаторни цели на същите активи към същия момент. Предвид горното „ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че приложеният подход за изчисление на средногодишна балансова стойност на активите не е регламентиран в нормативни текстове и е в противоречие с регламентираните

изисквания за ценообразуване в НРЦЕЕ и Минималните изисквания.

Електроразпределителното предприятие не е съгласно с използвания в доклада общ подход за определяне на регулаторната база на активите, който се основава на средногодишна балансова стойност на активите, определена чрез начислена амортизация, за времето на регулаторния период, към стойността на съществуващите към 31.12.2017 г. активи (нетирани със стойността на безвъзмездно придобитите активи). Според него при начислена с натрупване за трите години на регулаторния период нетна амортизация на съществуващите активи в размер на 147 420 хил. лв., в края на периода нетната балансова стойност на същите активи ще бъде 396 408 хил. лв. В тази връзка посочва, че паритетът между интересите на компанията и на клиентите ще бъде по средата или между началната и крайната балансови стойности на съществуващите активи към 31 декември на базовата година, т.е. справедливата нетна балансова стойност на активите за целите на ценообразуването е 470 118 хил. лв.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие единствено с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че кумулативното признаване в РБА на балансовата стойност на активите към края на базисната година и прогнозната стойност на инвестициите, както и амортизациите към края на базисната година и прогнозни амортизации на инвестициите е икономически необосновано и в нарушение на принципите на регулирането спрямо крайните клиенти. Икономическата логика и европейските практики предполагат да бъде използван само единият подход, т.е.:

– при използване на отчетните стойности от базисната година да не се прибавят към тях прогнозни стойности за инвестиции с презумпцията, че извършените инвестиции ще възстановяват намаляващата балансова стойност на активите и съответно намаляващите им амортизационни отчисления, или

– при признаване на прогнозни инвестиции и съответно техните амортизации, отчетните данни от базисната година да се използват само като основа за изчисляване на реалните през регулаторния период стойности на балансовата стойност и амортизационните отчисления на възмездно придобитите активи.

Противното би било нарушение на интересите на потребителите в полза на интереса на електроразпределителните дружества и е в нарушение на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ.

Искането на дружеството Комисията да заложи предварително по-високи стойности на амортизационните разходи и активите, а не реалните, е недопустимо. То противоречи на принципите и на същността на метода за регулиране и представлява предварително заложена в модела по-висока доходност за енергийното предприятие за сметка на крайните клиенти.

2.1.2.7. Компенсация за предходни регулаторни периоди

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД възразява срещу неразглеждането и липсата на аргументи в доклада защо не е призната претенцията на дружеството за компенсиране на вредите в резултат на предходни ценови решения, като апелира Комисията да изработи механизъм за компенсирането на заявените разходи, които са подробно описани в Раздел IV от обяснителната записка към заявлението за цени.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, като счита, че не са налице факти и обстоятелства, които да налагат необходимост от компенсиране на дружеството за предходни периоди.

2.1.2.8. Норма на възвръщаемост

Дружеството се придържа към искането си нормата на възвръщаемост на капитала за петия регулаторен период да бъде в размер на 7,67%.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие единствено с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ.

2.1.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет на дружеството за 2018 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“;

– 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 26 464 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) 3 054 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) 12 639 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 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 – 304 987 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 310 219 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 385 736 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 525 283 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 прогноза за месеците май и юни 2019 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. 7 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 144,10 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$Р_{t-2}$ – (плюс) 701 хил. лв.

Корекцията на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции през 2018 г., е изчислена в размер на 172 хил. лв. Представените със заявление за цени с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД стойности на амортизацията на извършените през 2018 г. инвестиции в размер на 8 746 хил. лв., актуализирани с писмо с вх. № Е-13-62-40 от 16.05.2019 г. на 9 735 хил. лв., са коригирани на 7 431 хил. лв., в т.ч. амортизации на безвъзмездно придобити активи в размер на 741 хил. лв., във връзка с констатациите в доклад с вх. № Е-Дк-340 от 18.06.2019 г. относно планова проверка на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, приет с решение на КЕВР по Протокол № 105 от 21.06.2019 г., т. 5. Въз основа на информацията, постъпила в Комисията във връзка с проверката, е установено, че дружеството изчислява амортизации на активи, които не са въведени в експлоатация. Съгласно изискванията на Международните счетоводни стандарти и на Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО), начисляването на амортизации на амортизируемите активи започва от момента, в който те са налице за употреба, т.е. когато са на мястото и в състоянието, необходими за тяхната експлоатация. Начисляването на амортизации започва от деня, следващ датата на въвеждане в експлоатация, докато за данъчни цели от началото на месеца, в който са въведени в експлоатация. Според Национални стандарти за финансови отчети за малки и средни предприятия начисляването започва от началото (1-во число) на месеца, следващ месеца на въвеждане в експлоатация. За начисляване на амортизациите, активите във всички случаи следва да са осчетоводени и записани в сметките от група 20 и 21. Не се

начисляват амортизации на дълготрайни материални активи в процес на изграждане от групата „Разходи за придобиване на ДМА“ за строителство на обекти по стопански начин и чрез възлагане, както и на стоково-материалните запаси, държани на склад, закупени, доставени и съхранявани за бъдещо влагане в обектите по инвестиционната програма. Следва да се отбележи също, че съгласно годишния финансов отчет на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД амортизация на активите, невъведени в експлоатация, дружеството не е начисляло. Следователно тези разходи не са възникнали за дружеството, не са извършени от него през периода, за който са представени и не следва да се прехвърлят към крайните потребители. Противното би било нарушение на принципите на ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. За сравнение и като допълнителен аргумент относно извършената корекция, представяйки отчетната информация за извършените през 2017 г. инвестиции, „Електроразпределение Юг“ ЕАД, спазвайки счетоводните правила, не е изчислило амортизации на активите, които не са въведени в експлоатация.

Във връзка с възражението на дружеството по т. 2.1.2.5. относно положителна корекция на утвърдения амортизационен разход с 2 927 хил. лв., което отразява корекция за създадени през 2018 г. активи с инвестиционен разход през 2017 г., които до края на 2017 г. не са били въведени в експлоатация, корекцията, приложена в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, е преизчислена.

хил. лв.

		2015 г. ***(И1)***	**2016 г.** ***(И2)***	**2017 г.** ***(И3)***
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо	67 771	89 253	130 691
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	23 450	28 427	23 584
3	Нетна амортизация, An	5 342	7 069	8 711
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	38 979	53 757	98 397
5	Среден номинален размер на инвестициите *И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*	75 760		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	96 410		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*А1 + 1,5*А2 + 0,5*А3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	9 438		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	10 823		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*3+(р.7-р.8)*3	-8 516		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-7 783		
11	**Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.9-р.10)**	**-733**		
12	**Приложена корекция в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР**	**-2 094**		
13	**Некомпенсирана стойност (р.11-р.12)**	**1 361**		

Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

хил. лв

		2018 г. ***(И1)***	**2019 г.** ***(И2)***	**2020 г.** ***(И3)***
		отчет	**план**	**план**
1	Инвестиции – общо	94 736	110 153	73 705
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	10 735	8 433	8 254
3	Нетна амортизация, An	6 690	9 593	5 801
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	77 311	92 128	59 651
5	Среден номинален размер на инвестициите	120 431		

6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	119 431
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	11 338
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. 3, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период (р.5-р.6)*6,67% + (р.7-р.8)**	**-1 189**
10	**Некомпенсирана стойност във връзка с приложена корекция в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР**	**1 361**
11	**Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.9+р.10)**	**172**

Горната корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) – 1 189 хил. лв. не е приложена, тъй като се нетира от стойността на положителна корекция на утвърдения амортизационен разход от 1 361 хил. лв., което отразява корекция за създадени през 2018 г. активи, с инвестиционен разход през 2017 г., които до края на 2017 г. не са били въведени в експлоатация. 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. В тази връзка остатъкът от 172 хил. лв. следва да бъде отчетен през следващи ценови периоди, при отрицателни корекции.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	109 088
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	102 623
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	61 734
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	587 776
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	441 881
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	119 431
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	26 464
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	39 205
7	Корекция с инфлационен индекс (И) , хил. лв.	3 054
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	12 639
9	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**328 344**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**9 482 117**

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 – 0,01002 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,**

необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 328 344 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 482 117 MWh.

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00884 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03253 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00516 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-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00884	0,00986	**+11,54%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03253	0,03285	**+0,98%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00516	0,01145	**+121,90%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01733	0,01933	**+11,54%**

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората 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 109 117 хил. лв., които представляват актуализираните с инфлационен индекс от 2,8% утвърдени такива разходи за петия регулаторен период в размер на 106 145 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 94 315 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8%;

– 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;

– Разходи за балансиране – 2,90 лв./MWh;

– Корекция с фактора Z – 7 392 хил. лв., при стойност на компонентата P_{t-2} – (плюс) 525 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г. – 120 хил. лв.

2.2.2. Становище на „Електроразпределение Юг“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-262-55 от 04.06.2019 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД счита за неправилен приложения принцип при изчисляване на реализираната цена за „технологичен разход“, при който се взема предвид не само постигнатата цена от закупените почасови количества от дружеството на пазара „ден напред“, но и цената от реализираните двустранни договори, тъй като такъв подход освен че не стимулира дружествата да търсят сключване на изгодни двустранни договори за закупуване на енергия и намаляване на разходите, може и да насърчи сключване на неефективни сделки.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. В чл. 38 от НРЦЕЕ са предвидени условията и редът, при които се отчита разликата между постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи и утвърдената прогнозна пазарна цена. По отношение на твърдението, че такъв подход освен че не стимулира дружествата да търсят сключване на изгодни двустранни договори за закупуване на енергия и намаляване на разходите, може и да насърчи сключване на неефективни сделки, Комисията счита, че стимулите, съответно санкциите, предвидени в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, следва да провокират електроразпределителните дружества към сключване на двустранни договори на възможно най-ниска цена.

2.2.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2018 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 24 885 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) 2 972 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) 6 676 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 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 – 277 285 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 284 303 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 793 930 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 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 прогноза за месеците май и юни 2019 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. 7 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 139,48 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с писма с вх. № Е-13-262-12 от 31.01.2019 г. и вх. № Е-13-262-47 от 15.05.2019 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$Р_{t-2}$ – (плюс) 525 хил. лв.

Не е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на 120 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. В тази връзка, отчитайки обстоятелството, че сумата, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции, е относима към първата ценова година от регулаторния период, тя следва да бъде отчетена през следващи ценови периоди, при отрицателни корекции.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	106 145
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	92 935
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	56 359
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	629 959
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	509 140
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	95 934
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	24 885
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	42 018
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	6 676
8	Корекция с инфлационен индекс (И) , хил. лв.	2 972
9	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**307 106**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**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 – 0,00950 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,

необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 307 106 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh.

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01170 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03278 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 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-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01170	0,01262	**+7,86%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03278	0,03535	**+7,84%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00854	0,00921	**+7,85%**

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората 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;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 66 458 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 9%;

– Разходи за балансиране – 969 хил. лв.;

– Корекция във възвръщаемостта, в резултат на промяна на оборотния капитал – 19 хил. лв.;

– Корекция с инфлационен индекс – 2 309 хил. лв.;

– Корекция с фактора Z – (минус) - 8 957 хил. лв. при стойност на компонентата P_{t-2} – (минус) - 500 хил. лв.;

– Корекция във връзка с отклонение на ППЦ, съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ – 10 467 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г. – (минус) - 385 хил. лв.

2.3.2. Становище на „Електроразпределение Север“ АД по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-273-42 от 04.06.2019 г. „Електроразпределение Север“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството обръща внимание на обстоятелството, че не във всички случаи ще бъде възможно да събере цената за достъп до електропреносната мрежа, дължима от производителите на електрическа енергия, присъединени към оперираната от него електроразпределителна мрежа, поради което настоява в окончателното решение на КЕВР да бъде предвиден текст, който да указва, че електроразпределителното дружество дължи на ЕСО ЕАД единствено събраните, а не дължимите суми за достъп от производителите. Такъв текст се налага и поради факта, че в необходимите приходи на „Електроразпределение Север“ АД не са предвидени средства за несъбрани вземания.

Редът за разплащането между операторите на преносната и електроразпределителните мрежи е уреден по-горе в решението.

2.3.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2018 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 18 685 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) 2 309 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) -1 439 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 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 – 195 997 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 209 410 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

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

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 800 356 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 прогноза за месеците май и юни 2019 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. 7 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 139,28 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$Р_{t-2}$ – (минус) -500 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) -385 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	82 457
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	67 025
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	40 282
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	262 765
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	188 024
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	56 056
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	18 685
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	17 526

7	Корекция с инфлационен индекс (И) , хил. лв.	2 309
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 1 439
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	- 385
10	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**207 775**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**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 – 0,01274 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,

необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 207 775 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

2.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03303 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 01.07.2019 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. В законоустановения срок не е постъпилото становище от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

2.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за втората ценова година от петия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2018 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“;

– 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 278 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) 49 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) -83 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 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 – 2 752 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 2 832 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 69 170 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 71 190 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 прогноза за месеците май и юни 2019 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. 7 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 133,15 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

P_{t-2} – (минус) -46 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1}, е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	70 567
2	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 714
3	Приходи, отчет в хил. лв.	2 434
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	441
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	70 505
6	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 711
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	2 432
8	Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв.	441
9	P_{t-3}	-3
10	**Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4+р.9)**	**-4**
11	**Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.**	**42**
12	**P_{t-2} (р.10-р.11)**	**-46**

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) -16 хил. лв.

хил. лв.

		2018 г. *($И_1$)*	**2019 г. *($И_2$)***	**2020 г. *($И_3$)***
		отчет	**прогноза**	**прогноза**
1	Инвестиции – общо	360	304	365
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	83	115	148
3	Нетна амортизация, An	6	28	53
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	271	161	164
5	Среден номинален размер на инвестициите $И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$	334		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	335		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*А_1 + 1,5*А_2 + 0,5*А_3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	28		
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. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%+(р.7-р.8)	-16		

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, хил. лв.	1 748
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	475

3	Разходи за амортизации, хил. лв.	413
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	2 217
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	1 604
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	335
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	278
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	148
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	49
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-83
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	- 16
10	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**2 734**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**72 516**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

– **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,**

необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 2 734 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 72 516 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019 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 15.04.2019 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 икономически обосновано да бъде запазена в размер 6,51% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. Предвид по-високата цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в стойностно изражение размерът на компонентата е увеличен от 4,67 лв./MWh на 5,84 лв./MWh. Увеличението от 25% следва да покрие отчетените от крайните снабдители по-високи разходи за балансиране предвид

нарасналите цени на балансиращия пазар и икономически обоснованите им разходи и да им осигури възвръщаемост.

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 не само предприятия от сектор „Електроенергетика“, но и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Горното в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания ще доведе до абсурдната 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 включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружествата, 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 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-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 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	0,18101	0,13924	**-23,08%**
- Дневна	0,11601	0,13590	**17,15%**
- Нощна	0,07195	0,09477	**31,72%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14445	0,13759	**-4,75%**
- Нощна	0,07195	0,09477	**31,72%**
3. Една скала	0,14445	0,12156	**-15,85%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13294	0,13759	**3,50%**
- Нощна	0,05654	0,09476	**67,60%**
2. Една скала	0,13294	0,12155	**-8,57%**

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-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени на обществения доставчик и възлизат на 533 399 хил. лв.;

– Разходи за балансиране на стойност 16 305 хил. лв.;

– Възвръщаемост на регулаторната база – 5 343 хил. лв.;

– Компонента за дейността – 45 558 хил. лв.;

– Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 5 956 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 2 560 хил. лв., некомпенсирани разходи за небаланси – 20 444 хил. лв., разходи за ребрандиране – 2 027 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 767 597 MWh.

2.1.2. Становища на „ЧЕЗ Електро България“ АД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-47-30 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-47-35 от 11.06.2019 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството изразява несъгласие със запазването на компонентата за дейността

на нивото, определено за предходния регулаторен период. Според крайния снабдител същата е определена като общ размер и от доклада по никакъв начин не става ясно каква част от компонентата е за покриване на оперативните разходи, каква за разходи за балансиране и каква за осигуряване на възвръщаемост на капитала, отделно от това не става ясно и кои точно разходи са признати и включени в компонентата и кои не са. Дружеството твърди, че при определянето на компонентата за дейността не са отчетени в пълния им обем лицензионните задължения на крайния снабдител и законовите задължения, които се вменяват с ежегодните изменения в нормативната уредба. Като пример са посочени задълженията, вменени със ЗЕ на крайните снабдители да администрират договори за изкупуване по преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от производители от възобновяеми източници, както и задълженията за събиране вземанията на електроразпределителните дружества от крайни клиенти за предоставяните от тях услуги и свързания с това риск от несъбирането им, който е изцяло за крайните снабдители. „ЧЕЗ Електро България“ АД посочва също, че доставчиците на регулиран пазар правят допълнителни разходи за фактуриране и инкасиране, вкл. разходи за персонал, услуги от доставчици на услуги по отпечатване, пликоване и разнасяне на фактури, инкасиране на плащания от клиентите, ИКТ услуги, офиси и др., както и разходи за работа с потребители и за тяхната издръжка, вкл. разходи за персонал, ИКТ услуги, издръжка на офиси и търговски центрове, събиране на просрочени вземания и др., като всички изброени разходи вече се поемат и заплащат единствено и само от крайния снабдител без участието на електроразпределителното дружество. В тази връзка отбелязва, че горните примери показват неравнопоставеното третиране, осъществявано от Комисията, не между двата сегмента – свободен и регулиран пазар, а такова между отделните крайни снабдители – „ЧЕЗ Електро България“ АД е единственото дружество, което предварително издава, пликова и доставя до всичките си крайни клиенти хартиени фактури за задълженията им за електроенергия и мрежови услуги. „ЧЕЗ Електро България“ АД подчертава, че условно-постоянните му разходи не се влияят от обема и цената за покупка на електрическа енергия, а зависят изцяло от броя клиенти, които дружеството обслужва и които относително запазват своя брой. Дружеството отбелязва, че не разполага с нетекущи активи, върху които да бъде начислена възвръщаемост, но оборотният капитал е основен капиталов инструмент за осъществяване на лицензионната дейност и включването в цените на възвръщаемост от него е гаранция за потребителите, че дружеството ще има необходимите средства за поддържане на необходимия размер парични средства за посрещане на текущите задължения, както и задълженията към доставчици. В тази връзка предлага такава в размер на 7,67%, която е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала преди данъчно облагане, определен на база действащото българско законодателство и анализ на пазарната среда и бенчмаркинг.

„ЧЕЗ Електро България“ АД възразява срещу частичното признаване на разходи за балансиране с аргумента, че поради съществуващите нормативни ограничения координаторът на специална балансираща група няма право да обединява отклоненията си с други балансиращи групи, каквото право имат всички координатори на стандартни балансиращи групи, което допълнително повишава разходите му за балансиране спрямо разходите на координатори на стандартни балансиращи групи. Освен това при хипотеза, в която операторът на електроразпределителна мрежа не прехвърля отговорността за балансиране на крайния снабдител като координатор на специална балансираща група, последният остава в групата само с крайните си битови и небитови клиенти и няма никаква възможност за нетиране на ефекта излишък/недостиг, което увеличава разходите му и в перспектива се очаква същите да продължат да нарастват. Предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, дружеството настоява Комисията да признае в необходимите приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране за следващия ценови период – 16 305 хил. лв. или 3,42 лв./MWh. Освен

гореизложеното, „ЧЕЗ Електро България“ АД апелира в окончателното ценово решение Комисията да преразгледа подхода си по отношение изработването на механизъм за компенсиране на некомпенсирани разходи за балансиране за периода 01.06.2014 г. – 28.02.2019 г. в размер на 20 444 хил. лв.

„ЧЕЗ Електро България“ АД изразява несъгласие с позицията на КЕВР, че въвеждането на механизъм за набиране и подсигуряване на средства за обезпечаването на разходи за енергийна ефективност е невъзможно да бъде реализирано чрез цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ и не приема довода, че към сегашния момент липсва регламентиран механизъм за обезпечаване на тези разходи. Счита, че след като крайните снабдители оперират в регулирана среда и при регулирани цени по цялата верига на своята дейност, регулаторният орган в лицето на КЕВР следва да изработи ефективен механизъм, който да обезпечава разходите за изпълнение на индивидуални цели за енергийни спестявания, което изисква мобилизирането на значителен финансов ресурс за инвестиции от страна на дружеството. В становището си дружеството посочва също така липсата на мотиви в доклада за непризнаването на разходи за енергийна ефективност, произтичащи от задълженията на „ЧЕЗ Електро България“ АД съгласно Закона за енергийната ефективност (ЗЕЕ), въпреки представените като доказателство за реализирани енергийни спестявания удостоверения, издадени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР). В тази връзка отбелязва, че съгласно приетите с Решение № 796 от 20.12.2017 г. и Решение № 27 от 11.07.2018 г. на Министерски съвет списъци на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ на „ЧЕЗ Електро България“ АД е определена индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания в размер на 51,885 GWh за 2017 г. и 76,960 GWh за 2018 г. На 15.03.2019 г. АУЕР е публикувала проект на Поименен списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и стойностите на определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за 2019 г., като новата цел за 2019 г. на дружеството е в размер на 75,463 GWh, а кумулативната цел за периода 2017 г. – 2019 г. е в размер на 349,510 GWh.

Крайният снабдител също така настоява Комисията да изрази позиция и да се произнесе по искането му за компенсиране на разходи, наложени на дружеството в изпълнение на задължения, вменени с Регламент ЕС 2016/679 за защита на личните данни.

„ЧЕЗ Електро България“ АД изразява несъгласие във връзка с непризнаването на заявените разходи за несъбираеми вземания и не приема аргумента, че признаването на тези разходи е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, както и че тези разходи попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ. Посочва, че въпреки мерките, които дружеството е извършило и отчело пред КЕВР, наличието на разходи за несъбираеми вземания е непреодолим съпътстващ резултат от дейността му, който следва да се отрази в окончателното ценово решение.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Отчетните данни показват, че при така определената компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в размер на 6,51%, не само оперативните разходи на дружеството са възстановени, но и то е постигнало значителна възвръщаемост. „ЧЕЗ Електро България“ АД е реализирало 22 084 хил. лв. надвзет приход през 2018 г. спрямо утвърдените стойности от регулатора, само от ефекта на постигната по-висока компонента, вследствие на реализация на по-големи количества електрическа енергия през тарифните зони с по-високи цени за сметка на тези с по-ниски, без да се отчита ефектът от реализираните с повече от 1 000 000 MWh количества, които в абсолютна стойност представляват допълнителни около 8 млн. лв. Основен принцип на регулирането е анализът на постигнатите от енергийните предприятия резултати при утвърждаване на цените за следващ регулаторен период. Това изискване е фундаментално за осигуряване спазването на принципите, регламентирани в чл. 23, т. 2-5, 11, 12, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ. Практиката на крайните снабдители е в ценовите си заявления да манипулират прогнозата за разпределение на количествата електрическа енергия между групите клиенти и между отделните тарифи по начин, който да им гарантира значително

по-висока стойност на компонентата за дейността, в сравнение с утвърдената от регулатора такава. В тази връзка е от изключително значение анализът на отчетните данни на дружествата. Предвид горното увеличаване на размера на компонентата от 6,5% ще доведе до нарушаване на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, регламентиращи принципите за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти, осигуряване на равни условия за сключване на сделки при свободно договорени цени в сравнение със сключваните с обществения доставчик или с крайните снабдители на електрическа енергия, както и този, регламентиран в чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

По отношение на възражението на дружеството, че не става ясно каква част от компонентата е за покриване на оперативните разходи и каква за осигуряване на възвръщаемост на капитала, следва да се има предвид, че съгласно разпоредбата на чл. 10, ал. 5, изр. второ от НРЦЕЕ компонентата се определя като обща стойност, без да се посочва конкретният размер на елементите, който я формират. Компонентата има динамичен характер и предполага при оптимизация на отделен елемент от нея, като например разходите за балансиране, дружеството да получи по-висока възвръщаемост/да компенсира по-високи оперативни разходи и обратно. При определяне на тази компонента Комисията в изпълнение на чл. 3, ал. 6 от НРЦЕЕ използва подход, при който анализира общото финансово състояние на дружествата и ръководейки се от принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31, т. 4 от ЗЕ определя общ размер на маржа (разликата между приходите и разходите за електрическа енергия), който дружеството следва да реализира. Този подход се използва от водещите регулатори в Европа, в т.ч. и Ofgem, като компонентите на необходимите приходи не се разделят на OPEX (оперативни разходи) и CAPEX (възвръщаемост на регулаторната база), а се определят и контролират като TOTEX (общи приходи). По този начин се осигурява гъвкавост на регулираното дружество и допълнителен стимул да оптимизира разходите си, с което да си осигури по-висока възвръщаемост. В тази връзка компонентите на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, като разходи за дейността, възвръщаемост и разходи за балансиране, са динамични, като увеличението, съответно намалението на всяка от тях, се отразява на реализираната възвръщаемост. Този подход се използва и от доставчиците на електрическа енергия на свободния пазар, като някои от тях, с оглед конкурентоспособността си на пазара, продават електрическа енергия на себестойност, като реализират възвръщаемост от оптимизирани спрямо конкурентите си разходи за небаланси.

Комисията счита възражението относно разходите за балансиране за неоснователно. В т. 1.1. е посочено, че увеличението от 25% на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ следва да покрие отчетените от крайните снабдители по-високи разходи за балансиране предвид нарасналите цени на балансиращия пазар и икономически обоснованите им разходи и да им осигури възвръщаемост. Претендираните от дружеството разходи за балансиране в размер на 3,42 лв./MWh са необосновани, предвид обстоятелството, че за 2018 г. то отчита такива в размер на 2,85 лв./MWh, а за първите два месеца на 2019 г. – 2,63 лв./MWh.

Комисията не може да приеме за обосновано включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружеството, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс, е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружеството. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Невъзможността за постигане на 100% събираемост на

вземания от предоставени стоки, услуги и др. е присъща на всяка една стопанска дейност, в т.ч. и доставката на електрическа енергия. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружеството да полага усилия за събирането им по реда на ГПК. Следва също така да се има предвид, че не съществува работещ механизъм, по който Комисията да оценява при всеки един конкретен случай дали действително дружеството е предприело всички необходими действия по събиране на едно вземане и дали несъбираемостта наистина е в резултат на независещи от крайния снабдител обстоятелства или е възникнала по причини изцяло в сферата на отговорност на дружеството.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност. В представените от дружеството удостоверения за енергийни спестявания правят впечатление подмяната на транспортни средства в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД в периода 2014-2018 г. и подмяната на стари механични електромери в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, като не са представени доказателства как транспортните средства на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД спомагат за постигане на определените на „ЧЕЗ Електро България“ АД индивидуални цели за енергийни спестявания, нито доказателства, че тези разходи и разходите за подмяна на електромери не са възстановени чрез регулираните цени на мрежовия оператор, както и че чрез претендираните разходи за енергийна ефективност крайният клиент няма да ги заплати отново.

2.1.3. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД се установи, че предложението на дружеството по отношение стойностите на ценообразуващите елементи противоречи на 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 ясно е посочено, че в утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия не се включват цената за задължения към обществото и разходи за балансиране, като последните са част от компонентата за дейността (арг. от чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ) Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не позволява включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по ал. 5.

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 01.07.2019 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	0,18413
- Дневна	0,11807
- Нощна	0,07823
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14947
- Нощна	0,07823
3. Една скала	**0,14947**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13538
- Нощна	0,05676
2. Една скала	**0,13538**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 548 653 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 – 0,01024 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03426 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– **за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,**

– **за битови клиенти – 0,00577 лв./kWh.**

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 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 01.07.2019 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 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	0,16953	0,17013	**0,35%**
- Дневна	0,11357	0,11417	**0,53%**
- Нощна	0,06514	0,06574	**0,92%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13198	0,13344	**1,11%**
- Нощна	0,06514	0,06574	**0,92%**
3. Една скала	0,13198	0,13344	**1,11%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13244	0,13304	**0,45%**
- Нощна	0,05473	0,05533	**1,10%**
2. Една скала	0,13244	0,13304	**0,45%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. в размер на 5 137 558 MWh;

– Използвана е утвърдената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти в размер на 71,71 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh;

– Разходи за балансиране в размер на 2,80 лв./MWh или общо за новия ценови период в размер на 14 385 хил. лв.;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ в размер на 12 690 хил. лв., изчислена при запазване на определения на дружеството с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР марж от 2,47 лв./MWh продадена електрическа енергия.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за периода 01.07.2019 г. 30.06.2020 г., произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност, съдържащо:

– искане за въвеждане на инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания под формата на ценови компонент („надбавка“) в цената за задължения към обществото и определяне на неговия размер като част от „Методиката за компенсиране на разходите по чл. 35 от Закона за енергетиката и за разпределение на тези разходи между крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система“ (в случай, че до началото на ценовия период 01.07.2019 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 за компенсиране на разходи, произтичащи от задължението на Република България, поето като националната 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 и на Директива 2010/31 /ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите.

2.2.3. Становище на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-49-13 от 04.06.2019 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Крайният снабдител поставя акцент върху непризнаването на средства, необходими за постигане на очакваните спестявания вследствие на наложените му индивидуални цели за енергийна ефективност и отбелязва, че е крайно необходимо въвеждането на ясно регламентиран механизъм за първоначално набиране на тези средства, включително на ясни критерии, посочени от КЕВР, за определяне на икономическата обоснованост на разходи, направени за постигане на наложените индивидуални цели за енергийни спестявания. Към становището са приложени предложения относно възможните подходи за доразвиване на схемите за задължени лица.

Комисията не приема възражението за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми, и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи за периода 2010-2017 г., какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Следва да се има предвид, че към настоящия момент не са приети всички подзаконови нормативни актове по прилагане на ЗЕЕ, включително не е приета и методика по чл. 7, ал. 1, т. 12. от ЗЕЕ за оценка на размера на вноските от задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозират разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

2.2.3. Ценообразуващи елементи

В съответствие с изложеното в т. 1.3. от общия подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Следва да се има предвид, че към настоящия

момент не са приети всички подзаконови нормативни актове по прилагане на ЗЕЕ, включително не е приета и методика по чл. 7, ал. 1, т. 12. от ЗЕЕ за оценка на размера на вноските от задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозират разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

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 01.07.2019 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	0,17573
- Дневна	0,11571
- Нощна	0,06988
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13694
- Нощна	0,06988
3. Една скала	**0,13694**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13333
- Нощна	0,05331
2. Една скала	**0,13333**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 591 228 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 – 0,01024 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03576 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– **за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден,**

– **за битови клиенти – 0,00599 лв./kWh.**

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 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 01.07.2019 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 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	0,18328	0,18328	**0,00%**
- Дневна	0,12574	0,12619	**0,36%**
- Нощна	0,07126	0,07171	**0,63%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14662	0,14707	**0,31%**
- Нощна	0,07126	0,07171	**0,63%**
3. Една скала	0,14662	0,14662	**0,00%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13933	0,13933	**0,00%**
- Нощна	0,05429	0,05542	**2,08%**
2. Една скала	0,13933	0,13933	**0,00%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 328 222 хил. лв., при утвърдената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител в

размер на 71,71 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh;

– Непокрити експлоатационни разходи и разходи за балансиране – 4 342 хил. лв.;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 5 от НРЦЕЕ – 15 191 хил. лв.;

– Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 3 026 200 MWh;

– Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 4 443 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 302 хил. лв.

2.3.2. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-46-35 от 04.06.2019 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Крайният снабдител не е съгласен със запазването на размера на компонентата за дейността крайно снабдяване на 6,51% от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството и посочва, че стойността й няма да е достатъчна за да покрие в пълен размер икономически обоснованите разходи на дружеството, разходите за балансиране и да осигури възвръщаемост. В тази връзка предлага компонентата по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ за следващия регулаторен период да се коригира до размера на максимално допустимата стойност от 7%.

На основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД счита, че наложените на дружеството разходи за енергийна ефективност, свързани със задължения към обществото, също следва да бъдат признати, като се позовава на законовото си задължение в качеството на краен снабдител за постигане на индивидуална цел за енергийни спестявания, предвидено в Закона за енергийната ефективност. В тази връзка отбелязва, че за разлика от участниците на свободния пазар, които имат възможност да калкулират тези разходи в предлаганите цени, за крайните снабдители разходите за енергийната ефективност остават непокрити при формирането на цените. С оглед необходимостта от изпълнение на законовите задължения и спазването на принципа на чл. 31, т. 1 от ЗЕ цените да са недискриминационни, настоява тези разходи да бъдат признавани и на крайните снабдители.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД обръща внимание на факта, че крайните снабдители са носители на целия риск от несъбираемите вземания на регулирания пазар, като са отговорни за събирането не само на приходите във връзка със себестойността на електрическата енергия, а и на всички суми в системата, в т.ч. тези от мрежовите цени за електропреносното и електроразпределителното дружество, от други добавки и от акциз. В тази връзка и с оглед гарантиране сигурността и ритмичността на доставките към крайните клиенти счита за необходимо Комисията да признае разходи за несъбираеми вземания в размер на 3% от утвърдените приходи на дружеството.

Необосновани са исканията на дружеството за повишение на определената компонента, тъй като отчетните данни показват, че с този размер на надценката не само че са възстановени оперативните разходи на дружеството, но и то е реализирало значителна възвръщаемост. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е реализирало 21 447 хил. лв. надвзет приход през 2018 г. спрямо утвърдените от регулатора стойности. Основен принцип на регулирането е анализът на постигнатите от енергийните предприятия резултати при утвърждаване на цените за следващ регулаторен период. Това изискване е фундаментално за осигуряване спазването на принципите, регламентирани в чл. 23, т. 2-5, 11, 12, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ. Практиката на крайните снабдители е в ценовите си заявления да

манипулират прогнозата за разпределение на количествата електрическа енергия между групите клиенти и между отделните тарифи по начин, който да им гарантира значително по-висока стойност на компонентата за дейността, в сравнение с утвърдената от регулатора такава. В тази връзка е от изключително значение анализът на отчетните данни на дружествата. Предвид горното, увеличаване на размера на компонентата от 6,5% ще доведе до нарушаване на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, регламентиращи принципите за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти, осигуряване на равни условия за сключване на сделки при свободно договорени цени в сравнение със сключваните с обществения доставчик или с крайните снабдители на електрическа енергия, както и този, регламентиран в чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми, и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

Комисията не приема възражението относно разходите за несъбираемите вземания за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.4. от единния подход.

2.3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ на ценовото предложение на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 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	0,18873
- Дневна	0,12797
- Нощна	0,07313
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,15076
- Нощна	0,07313

3. Една скала	**0,15076**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14184
- Нощна	0,05442
2. Една скала	**0,14184**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 348 231 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 – 0,01024 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00896 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03478 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 01.07.2019 г.

В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното предприятие не е подало заявление или не е представило информацията по чл. 41 от НРЦЕЕ, Комисията може служебно да утвърди необходими годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

2.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-77-6 от 15.04.2019 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, цените на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД са, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 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	0,19448
- Дневна	0,10564
- Нощна	0,05225
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13223
- Нощна	0,05225
3. Една скала	**0,13223**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13665
- Нощна	0,05729
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 5 571 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 – 0,01024 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00644 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03125 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2019 г. *(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)*	
„ЧЕЗ Електро България“АД	2,90%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	2,97%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	2,80%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	0,45%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**2,90%**

Изказвания по т.3.:

Докладва П. Младеновски. След приемането на доклада на работната група са проведени открито заседание и обществено обсъждане, на които заинтересованите страни са дали своите становища, които са разгледани подробно от работната група.

По отношение на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, дружеството не възразява срещу цената, а единствено срещу определената помесечна разполагаемост, която е коригирана, за да може „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД да я изпълни, тъй като основният им проблем е бил, че през м. октомври по време на ПГР няма да има достатъчно количества, които да може да реализира на пазара, ако изпълни така зададената месечна разполагаемост към обществения доставчик.

По отношение на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, прието е възражението от дружеството относно допълнителните разходи за емисии, свързани с националния план за инвестиции, които са били преизчислени от ЕК, за да може да се верифицира докладът. Във връзка с тези допълнителни разходи за емисии, цената е повишена на 135,30 лв./MWh.

И. Н. Иванов каза, че повишението е от 132,40 лв./MWh

П. Младеновски каза, че по отношение на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е представено отново възражение, свързано с националния план за инвестиции, както и допълнителна информация относно горивния микс, горивата и цените на горивата, които използва дружеството. Те са отчетени от работната група, тъй като така или иначе не е определена разполагаемост на този производител. Допълнителното обстоятелство, което е възникнало, свързано вече не с „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, а с обществения доставчик, е издадената от министъра на енергетиката заповед за осигуряване на допълнителни 1 752 000 MWh за обществения доставчик от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, както и допълнителна заповед за допълнителни 80 000 MWh за настоящия ценови период, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да осигури на обществения доставчик. Разходите за тези допълнителни разполагаемости са отразени в цената за задължение към обществото.

По отношение на обществения доставчик, първото възражение е именно за определената цена на т. нар. американски централи от 98 лв. В проекта на решение подробно е изложено, както е представен графикът на почасовия общ товар на двете централи, които се доказва, че тези централи далеч не са бандове, а работят в периодите с по-високи цени, доста са натоварвани, в периодите с по-ниски цени дори са изключвани. Предоставеният товар въобще не е бандов и с оглед равнопоставеност, като се приложи Методиката от НРЦЕЕ, въпреки че тя не е относима към американските централи, а единствено към производителите, на които се определят премии, с оглед равнопоставеност се получава коефициент от 1,10, т.е. работи в часовете с най-скъпа енергия.

По отношение на възраженията на НЕК ЕАД, които частично са приети, са по отношение на разходите, възникнали в резултат на нови решения за топлофикационните дружества, взети от Комисията, в резултат на съдебни решения. Тук е прибавено още едно решение от 2019 г., както и разходите, които недостигът на средства във Фонда, специално за компенсиране на обществения доставчик във връзка с изкупуваната електроенергия от ВЕИ. Тоест какво се получава във Фонда в момента? За производителите, на които плаща премии, има излишък от средства, докато за по-малките, за които компенсира обществения доставчик, точната сума е по предварителни изчисления, има недостиг от около 16 млн. лв. Останалите възражения на НЕК ЕАД не са приети, което са изложени подробни мотивите на доклада. По отношение на цената за задължение към обществото, след детайлен анализ на приходите и разходите на Фонда през предходния ценови период във връзка с по-високите цени на пазара и съответно на повишение на приходите от вноската от 5%, както и допълнителните приходи на Фонда от емисии във връзка с по-високата цена, излишъкът във Фонда е оценен на около 478 млн. лв., чрез които (както е представено в проекта на решение) са компенсирани разходи на обществения доставчик. Взето е и предвид становището на Фонда, съгласно което бройката емисии, които България ще получава приходи, са намалени с 24%, като те са преизчислени като са заложени съответно по-ниски приходи във Фонда във връзка с това.

По отношение на ЕСО ЕАД, прието е едно от техните възражения във връзка с механизма на NTC компенсирането, който поради по-големия износ на енергия от страната, ЕСО ЕАД получава по-малки приходи, които не могат да нетират разходите от този механизъм, като това е включено в цената за достъп, която е повишена с 2 ст., спрямо предложената. За сметка на това, поради намалената цена за задължение към обществото и съответно намалените разходи за технологични разходи, цената за пренос е намалена с 3 ст.

По отношение на електроразпределителните дружества и крайните снабдители, там основните възражения са свързани по-скоро с разходите за енергийна ефективност и с несъбираемите вземания, на които мотивирано е отговорено в проекта на решение.

П. Младеновски обърна внимание, че на стр. 68 от доклада, както и в съответната част в диспозитива, в т.5, която гласи: *Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, за което последното не дължи плащане*. Тук работната група е пропуснала да добави цената за достъп по т.2 и т.4., за да се знае за коя цена за достъп става въпрос.

И. Н. Иванов каза, че това трябва да се добави.

П. Младеновски каза, че има една промяна единствено в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД във връзка с проверката на инвестициите. Не са признати амортизациите на активите, които не са въведени в експлоатация. В тази връзка корекцията на инвестициите на ЧЕЗ става отрицателно число, около (минус) -1 млн. лв., но са признати тези, които миналата година не са били признати за въведени в експлоатация, но въведени през настоящата година. По този начин корекцията става +170 хил. лв., които обаче не са включени в необходимите приходи на дружеството, а по идентичен подход с ЕВН, те са оставени за следващи ценови периоди, когато ще бъдат признати, за нетиране на отрицателни корекции. С подобни мотиви, както при ЕВН, не са включени, в резултат на което средното изменение на цените е 2,90%. При ЧЕЗ – 2,9%, при ЕВН – 2,97%, при „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2,80%, при „ЕСП Златни пясъци“ ООД - 0,45%.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8в, чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13, т. 17 от Закона за енергетиката, § 40 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

I. Да определи за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.:

1. Прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия за производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както подробно е описано в проекта на решение.

2. Да определи количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, както подробно е описано в проекта на решение.

II. Да утвърди, считано от 01.07.2019 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 19,57 лв./MWh и компоненти, подробно описани в диспозитива на проекта на решение.

2. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена от 53,90 лв./MWh

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,40 лв./MWh;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 89,67 лв./MWh, в т.ч. 3,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“.

4. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

4.1. Цена за достъп за крайни клиенти в размер на 0,41 лв./MWh,.

4.2. Цена за достъп за производители, с изключение на производители от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – цена в размер на 2,12 лв./MWh.

4.3. Цена за пренос на електрическа енергия в размер на 9,83 лв./MWh.

4.4. Цената за достъп до електропреносната мрежа за производители от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – в размер на 5,14 лв./MWh.

4.5. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената за достъп по т. 4.2. или т. 4.4. на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, за което последното не дължи плащане.

5. На електроразпределителните дружества, цени, както подробно са описани в решението.

6. На крайните снабдители, цени, както подробно са описани в решението.

III. Отказва на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

IV. Отказва на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

Е. Харитонова поиска някой от работната група да обясни каква е разликата между „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД като базови централи, за да се казва, че „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД не е базова централа.

И. Н. Иванов каза, че въпросът е как е работил „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД...

Е. Харитонова каза, че не е това въпросът. Те са просто базови централи, на тях блоковете им са еднакви, и понеже е използвано това нещо...

П. Младеновски отговори, че това няма нищо общо с това дали е базова или не една централа. Когато един производител работи и продава електрическата си енергия на борсата, тя е с различни цени за всеки един час. Съответно количеството, което е продал, накрая изкарва едни пари, които като се разделят на общото количество, се получава... това е обяснено подробно в доклада, една средна цена, която постига. Докато един производител като „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, който ако няма ПГР, и продава базова енергия през цялото време, тогава той ще получи от приходите разделени на количествата, цената, която е за базов товар на борсата. Практически почти няма друг производител, освен „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, който да може да продава 24 часа един и същ товар. Още повече имат определен диапазон, в който могат да работят и двете централи - „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД, така че в часовете, когато има сутрешни пикове и съответно часовете са с по-високи цени, те продават повече енергия и съответно получават повече приходи. В нощните часове и в периодите (пролетта), когато са по-ниски цените, те могат да работят на по-нисък товар и съответно получават по-малко приходи за произведената енергия. Посочената цена е изчислена като средно претеглена цена за цялата година, почасова цена.

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8в, чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13, т. 17 от Закона за енергетиката, § 40 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.:

1. Прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както следва:

Прогнозни помесечни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители								
	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Количества на обществения доставчик от ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД	Количества на обществения доставчик от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	Количества на обществения доставчик от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	Количества на обществения доставчик от производители от ВЕКП под 1 MW	Количества на обществения доставчик от производители от ВИ под 1 MW	**ОБЩО**
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	**MWh**
юли	52 984	148 800	223 200	290 160	252 960	250	32 570	**1 000 924**
август	108 658	148 800	223 200	147 600	282 720	278	29 648	**940 904**
септември	12 165	136 080	144 000	144 000	392 000	514	24 709	**853 468**
октомври	8 158	61 835	149 000	268 000	474 050	708	21 289	**983 041**
ноември	63 758	237 600	144 000	258 000	456 800	882	16 079	**1 177 119**
декември	17 752	669 600	148 800	222 960	386 640	993	14 125	**1 460 870**
януари	15 872	855 600	148 800	155 760	286 880	1 085	26 744	**1 490 741**
февруари	115 759	326 956	134 400	265 680	416 800	972	31 328	**1 291 895**
март	111 344	187 979	148 600	287 200	477 810	1 093	36 119	**1 250 145**
април	18 864	72 000	93 600	264 000	417 400	736	41 224	**907 823**
май	13 847	44 640	96 720	292 470	351 280	487	40 171	**839 615**
юни	65 711	110 110	97 680	245 020	232 076	262	32 360	**783 219**
ОБЩО	**604 873**	**3 000 000**	**1 752 000**	**2 840 850**	**4 427 416**	**8 260**	**346 367**	**12 979 765**

2. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 979 765 MWh, от които:

– за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 767 597 MWh;
– за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 5 137 558 MWh;
– за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 3 026 200 MWh;
– за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 48 410 MWh.

3. Процедурата за заявяване и разпределението на количества електрическа енергия от обществения доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители се осъществява съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия и сключените договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

II. Утвърждава, считано от 01.07.2019 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 19,57 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 4,99 лв./MWh, компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 0,93 лв./MWh, компонента, отразяваща невъзстановяемите разходи, произтичащи от споразумението за изкупуване на енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, в размер на 6,68 лв./MWh, компонента, отразяваща невъзстановяемите разходи, произтичащи от споразумението за изкупуване на енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, в размер на 5,02 лв./MWh, и компонента,

отразяваща допълнителни задължения към обществото, наложени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, в размер на 1,95 лв./MWh, приходите от която цена се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

2. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 53,90 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 806 812 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh.

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,40 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 232 005 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 295 444 MWh;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, 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 ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 1 163 896 хил. лв. и количество електрическа енергия – 12 979 765 MWh.

4. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

4.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,41 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 13 817 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 523 428 MWh.

4.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,12 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 82 075 хил. лв. и количества електрическа енергия 38 633 893 MWh.

4.3. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 9,83 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 329 702 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 523 428 MWh.

4.4. Цената 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 5,14 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 018 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 919 535 MWh.

4.5. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената за достъп по т. 4.2. или т. 4.4. на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, за което последното не дължи плащане.

5. На електроразпределителните дружества:

5.1. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени за втората ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 328 344 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 482 117 MWh, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01002 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03426 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден, без ДДС;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00577 лв./kWh, без ДДС.

5.2. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за втората ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 307 106 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00950 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03576 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден, без ДДС;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00599 лв./kW, без ДДС.

5.3. На „Електроразпределение Север“ АД цени за втората ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 207 775 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 445 000 MWh, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01274 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03478 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за битови и небитови клиенти – 0,00896 лв./kWh, без ДДС.

5.4. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за втората ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 2 734 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 72 516 MWh, както следва:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00644 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03125 лв./kWh, без ДДС.

6. На крайните снабдители:

6.1. На „ЧЕЗ Електро България“ АД:

6.1.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh; необходими годишни приходи – 548 653 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 767 597 MWh, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**
	лв./kWh
в т.ч. - Върхова	0,18413
- Дневна	0,11807
- Нощна	0,07823
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14947
- Нощна	0,07823
3. Една скала	**0,14947**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13538
- Нощна	0,05676
2. Една скала	**0,13538**

6.1.2. Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03426 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден;

– цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00577 лв./kWh.

6.2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД:

6.2.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh; необходими годишни приходи – 591 228 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 5 137 558 MWh, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 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	0,17573
- Дневна	0,11571

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**
	лв./kWh
- Нощна	0,06988
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13694
- Нощна	0,06988
3. Една скала	**0,13694**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13333
- Нощна	0,05331
2. Една скала	**0,13333**

6.2.2. Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03576 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден;

– цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00599 лв./kWh.

6.3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД:

6.3.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh; необходими годишни приходи – 348 231 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 3 026 200 MWh, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 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	0,18873
- Дневна	0,12797
- Нощна	0,07313
2. Две скали	

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**
	лв./kWh
в т.ч. - Дневна	0,15076
- Нощна	0,07313
3. Една скала	**0,15076**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14184
- Нощна	0,05442
2. Една скала	**0,14184**

6.3.2. Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00896 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03478 лв./kWh.

6.4. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД:

6.4.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh; необходими годишни приходи – 5 571 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 48 410 MWh, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 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	0,19448
- Дневна	0,10564
- Нощна	0,05225
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13223
- Нощна	0,05225
3. Една скала	**0,13223**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	

1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13665
- Нощна	0,05729
2. Една скала	-

6.4.2. Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh;

– 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.

III. Отказва на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

IV. Отказва на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

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

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

По т.4. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-13-147-4 от 28.03.2019 г. за определяне на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, подадено от **държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“,** и събраните данни от проведеното на 04.06.2019 г. открито заседание и на 07.06.2019 г. обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено от държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ (ДП НКЖИ) заявление с вх. № Е-13-147-4 от 28.03.2019 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

Назначената със заповед № З-Е-93 от 17.05.2019 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подаденото от ДП НКЖИ заявление. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-293 от 21.05.2019 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 84 от 27.05.2019 г., т. 4. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, изм. и доп. ДВ бр. 52 от 22.06.2018 г.) е проведено открито заседание на 04.06.2019 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 96 от 05.06.2019 г., т. 3 е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 07.06.2019 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведените открито заседание и обществено обсъждане са постъпили становища, както следва: с вх. № Е-13-147-9 от 04.06.2019 г. от ДП НКЖИ и вх. № Е-13-147-9 от 13.06.2019 г. от изпълнителна агенция „Железопътна администрация“.

В своето становище ДП НКЖИ посочва, че с Регламент за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията е определен редът и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга, като дружеството следва да прилага такси за минимален достъп, които стават задължителни за железопътните превозвачи, преминаващи в електрифицирани жп. участъци. Като преки разходи на поделение „Електроразпределение“ към ДП НКЖИ за включване в пакета за минимален достъп, съгласно Регламента и новата методика за изчисляване на инфраструктурни такси, 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. Това довежда до определяне на нова структура на разходите за тягово разпределение, което е отразено в доклада.

Дружеството посочва, че прилагането на европейското законодателство в областта на железопътния транспорт за създаване на единно европейско железопътно пространство, както и прилагането на европейското законодателство в областта на енергетиката ще доведе до пълно либерализиране на железопътния пазар за всички железопътни превозвачи.

В заключение на становището си ДП НКЖИ посочва, че приема без възражение доклада относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

В своето становище ИА „Железопътна администрация“ посочва, че в представената от ДП НКЖИ отчетна информация, свързана с разходите за дейността на поделение „Електроразпределение“, правилно са изключени разходите за поддръжка и ремонт на контактната мрежа. Тези разходи, по смисъла на Регламент за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията от 12 юни 2015 г. относно реда и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга, са преки разходи и предстои да бъдат включени при определяне на таксите за минимален достъп до железопътната инфраструктура. В заключение на становището си ИА „Железопътна администрация“ посочва, че изразява положително становище по проекта на решение за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

С Решение № № Ц-49 от 30.12.2015 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ за първия ценови период от втория регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,14673 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 42 555 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 274 211 MWh.

Съгласно чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) Комисията с решение определя приложим метод за регулиране на енергийните предприятия, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ. Предвид разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ, при метода „горна граница на приходи“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

С оглед равнопоставеност с дружествата, осъществяващи дейността „разпределение на електрическа енергия“, най-подходящият метод за регулиране на цените за мрежови услуги през електроразпределителната мрежа на ДП НКЖИ е методът „горна граница на приходи“. При този метод за регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от регулатора целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели за качество и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията и за качество на обслужването през предходната година (аргумент от чл. 9 от НРЦЕЕ). Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение само с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

При отчитане на горните аргументи, с оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране и предвид принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ е обосновано по отношение на ДП НКЖИ да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. В тази връзка при определяне на продължителността на следващия регулаторен период на това дружество следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: По-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за ДП НКЖИ и за неговите клиенти. От друга страна, по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност, по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа, изменението на потреблението на тягова електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

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 2015/909) са уредени редът и условията за изчисляване на тези разходи. ДП НКЖИ трябва да прилага такси за минимален достъп до железопътната инфраструктура, които се определят на равнището на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. В чл. 3, пар. 1 от Регламент 2015/909 се посочва, че преките разходи за цялата мрежа се изчисляват като разликата между, от една страна, разходите за предоставяне на услугите от пакета за минимален достъп и за достъп до инфраструктурата, която свързва обслужващи съоръжения, и от друга страна, недопустимите разходи. Като преки разходи, които следва да се включат в пакета за минимален достъп съгласно Регламент 2015/909, се определят разходите за поддръжка и ремонт на контактната мрежа, без разходите за амортизации на контактната мрежа, разходите за механизация и разходите за персонал, свързан с експлоатацията на контактната мрежа, т.е. разходите, включени в пакета за минимален достъп, следва да бъдат извадени от цената за разпределение на тягова електрическа енергия.

Съгласно чл. 35, ал. 3 от Закона за железопътния транспорт, размерът на таксите се определя от управителя на железопътната инфраструктура съгласно методика за изчисляване на инфраструктурните такси (пакет за минимален достъп), събирани от управителя на инфраструктурата, приета от Министерския съвет по предложение на министъра на транспорта, информационните технологии и съобщенията.

С оглед гореизложеното и във връзка с определената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. продължителност на петия регулаторен период за електроразпределителните дружества, е обосновано да бъде утвърдена продължителност от 2 (две) години на третия регулаторен период за ДП НКЖИ. По този начин във връзка с промяната в структурата на разходите, включени в цената за разпределение на тягова електрическа енергия и инфраструктурните такси, събирани от ДП НКЖИ за достъп до железопътната инфраструктура, ще се балансират стимулите и рисковете, произтичащи от по-продължителен ценови период, както за дружеството, така и за клиентите му.

I. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-147-4 от 28.03.2019 г. ДП НКЖИ е предложило за първата ценова година от третия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,13715 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 27 262 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 14 772 хил. лв., в т.ч. разходи за амортизации на безвъзмездно придобитите активи – 5 833 хил. лв.;

3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 3 716 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7% от количеството активна електрическа енергия, постъпваща в мрежата на ДП НКЖИ в мястото на присъединяване на тяговите подстанции на ниво 110 kV и измерено от средствата за търговско измерване, собственост на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

4. Регулаторна база на активите – 84 785 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите – 159 313 хил. лв.;

– среден номинален размер на инвестициите – 13 750 хил. лв.;

– необходим оборотен капитал – 3 305 хил. лв.;

– балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 85 750 хил. лв.;

5. Норма на възвръщаемост на капитала – 1,15%;

6. Електрическа енергия, разпределена до потребителите на тягова енергия – 271 068 MWh.

II. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на ДП НКЖИ и представения годишен финансов отчет за 2018 г. на дружеството, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия.

1.1. Размер на технологичните разходи:

С решение № Ц-042 от 27.12.2010 г. е определен технологичен разход за първия регулаторен период на ДП НКЖИ в размер на 15%. С Решение Ц-049 от 30.12.2015 г. технологичният разход за втори регулаторен период е намален до 10% от количеството активна електрическа енергия, постъпваща в мрежата на дружеството.

В заявлението си за утвърждаване на цени ДП НКЖИ посочва, че в периода от 2016 г. до момента електрическият тягов подвижен състав, собственост на железопътните оператори, работещи на територията на България, е оборудван със средства за измерване на електрическата енергия. Единственият клиент, без средства за търговско измерване, е „БДЖ-Товарни превози“ ЕООД, което възнамерява до 31.12.2019 г. да оборудва електрическия си тягов подвижен състав със средства за търговско мерене. ДП НКЖИ посочва, че това ще доведе до реално отчитане на потребената тягова електрическа енергия, като се очаква намаляване на технологичния разход.

Дружеството е извършило експертна оценка на потенциала за енергийна ефективност на съответните мрежи чрез намаляване на технологичните разходи, както и анализ на преноса, разпределението, управлението на товарите и ефективното функциониране на мрежите.

Във връзка с горното, поради липса на пълна отчетна информация за реално консумираната електрическа енергия от клиентите на дружеството, както и с оглед тенденцията за намаляване на технологичните разходи по разпределението на електрическа енергия от ДП НКЖИ, не следва да се извършва корекция на заявения от дружеството технологичен разход в размер на 7% от пренесената електрическа енергия.

1.2. Цена на електрическата енергия за технологичен разход

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи. Прогнозните нива на технологичните разходи по разпределението се остойностяват по сумата от тази цена, цената за задължения към обществото и цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа (чл. 28, ал. 3 от НРЦЕЕ). В доклад с вх. № Е-Дк-292 от 21.05.2019 г. е изчислена прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 92,85 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,39 лв./MWh, цена за пренос през електропреносната мрежа в размер на 9,86 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 21,49 лв./MWh.

2. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за третия регулаторен период са определени по следната формула:

$$AM = (AM_1+AM_2)/2 – AMф + (1,5*AMИ_1+0,5*AMИ_2)/2,$$

където:

AM – средни разходи за амортизации през третия регулаторен период;

AM_1, AM_2 – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

AMф – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$AMИ_1$, $AMИ_2$ – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за двете ценови години на третия регулаторен период, като AM_1 и AM_2 отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2019 г. и 2020 г.

хил. лв.

1	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	14 772
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите	- 5 833

	активи	
3	Амортизация на инвестициите	473
4	**Среден годишен разход за амортизации**	**9 412**

3. Регулаторна база на активите

3.1. Балансова стойност на съществуващите активи

АБ = А – Ф – АМ ,

където:

АБ – средна балансовата стойност на съществуващите активи за третия регулаторен период;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод.

С оглед коректната калкулация на стойността на активите, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2019 г. и 2020 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружеството към 31.12.2018 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от третия регулаторен период. В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по следната формула, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

$АМ = АМБ + (2*АМ_1 + АМ_2 – 3*АМФ)/2$,

където:

АМБ – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

$АМ_1$, $АМ_2$ – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

АМф – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

хил. лв.

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2018 г.	159 313
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	85 750
3	Средна стойност за периода на изведени от експлоатация активи	281
4	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2018 г. (р.1-р.2- р.3)	73 282
5	Средна стойност на амортизациите $(2*АМ_1 + АМ_2 – 3*АМФ)/2$	13 408
6	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.4-р.5)**	**59 874**

3.2. Среден номинален размер на инвестициите

*И = (1,5*И1 + 0,5*И2)/2*

където:

И – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

И1, И2 – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

Прогнозните нетни инвестиции отразяват прогнозната стойност на инвестициите за съответната година, намалени с инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин, и амортизациите на възмездно придобитите активи.

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружествата следва да реализират възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията. Прилагайки горната формула, средният номинален размер на инвестициите е изчислен в размер на 7 772 хил. лв.

3.3. Необходим оборотен капитал

В съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. Прилагайки този принцип е извършена корекция по отношение на заявения от дружеството необходим оборотен капитал в размер на 3 263 хил. лв.

4. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“.

При изчисляване на експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ са взети предвид стойността на заявените от дружеството разходи за експлоатация и поддръжка и административни разходи и разходи с общо предназначение, като са намалени с разходите за закупена електрическа енергия за технологичен разход. В тази връзка експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ са изчислени на 23 545 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост.

Не са извършвани корекции на предложената от ДП НКЖИ стойност на нормата на възвръщаемост.

В резултат на направените корекции на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по железопътните мрежи за първата ценова година на третия регулаторен период е в размер на 0,13403 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 330 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

Изказвания по т.4.:

Докладва П. Младеновски. След приемането на доклада на закрито заседание, проведените открито заседание и обществено обсъждане, са получени две становища във връзка с доклада. Едното е от железопътния регулатора, другото е от „Национална компания Железопътна инфраструктура“, които по същество не съдържат възражения срещу така определените цени.

В тази връзка на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 7 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага на Комисията да вземе следните решения:

I. Да утвърди, считано от 01.07.2019 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“:

1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“;
2. Продължителност на третия регулаторен период – 2 години;
3. Цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от третия регулаторен период

в размер на 134,03 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 330 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

И. Н. Иванов отбеляза, че в проекта на решение цената е дадена в kWh.

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 7 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.07.2019 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“:

1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“;
2. Продължителност на третия регулаторен период – 2 години;
3. Цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от третия регулаторен период в размер на 0,13403 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 330 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

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

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

I. Определя, считано от 01.07.2019 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници.

По т.2. както следва:

Считано от 01.07.2019 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”.

По т.3. както следва:

Утвърждава, считано от 01.07.2019 г., цени в сектор „Електроенергетика“.

По т.4. както следва:

Утвърждава, считано от 01.07.2019 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“:

1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“;
2. Продължителност на третия регулаторен период – 2 години;
3. Цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от третия регулаторен период в размер на 0,13403 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 330 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-17/01.07.2019 г. – определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1MW;
2. Решение на КЕВР № Ц-18/01.07.2019 г. – утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2019 г.;
3. Решение на КЕВР № Ц-19/01.07.2019 г. – утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;
4. Решение на КЕВР № Ц-20/01.07.2019 г. – утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(А. Фикова - главен експерт)