П Р О Т О К О Л

№ 120

София, 01.07.2018 година

Днес, 01.07.2018 г. от 10:01 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

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

На заседанието присъстваха П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“, С. Петрова – за директор на дирекция „Правна“ 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 4 MW и над 4 MW.

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

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“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2018 г.

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

Ели Алексиева, Йовка Велчева, Надежда Иванова

3. Проект на решение относно утвърждаване на цени в сектор„Електроенергетика“.
Членове на работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Вера Георгиева, Петя Андонова, Радостина Методиева, Радослав Райков и 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 4 MW и над 4 MW, както и събраните данни на проведено на 06.06.2018 г. обществено обсъждане,** установи следното:

Съгласно чл. 18, ал. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) производството на електрическа енергия от възобновяеми източници се насърчава по начините, посочени в същата разпоредба, в т.ч. и чрез определяне на преференциални цени. 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 възобновяеми източници, с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалните цени при условията и по реда на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

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

Въз основа на гореизложеното, КЕВР следва да определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, 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 възобновяеми източници, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. Процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието, храните и горите годишни индекси за изменение на цените на тези суровини (чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ). Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на съответния ценообразуващ елемент за предходната отчетна година – чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ. Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата се определя въз основа на данните от Националния статистически институт за изменението на средната работна заплата за предходната календарна година – чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW. Според § 68, ал. 1 и ал. 2 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW 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. В тази връзка в контекста на посочените разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от ВИ, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Със Заповед № З-Е-48 от 20.04.2018 г. на председателя на КЕВР е създадена работна група със задача да извърши анализ на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-470 от 18.05.2018 г., който е приет от Комисията с решение по т.1 от Протокол № 87 от 23.05.2018 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW. В изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 06.06.2018 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица, са постъпили становища, както следва:

С вх. № Е-04-00-52 от 06.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от Асоциация на производителите на екологична енергия (АПЕЕ, Асоциацията), в което са изложени аргументи, както следва:

1. По отношение на инвестиционните разходи АПЕЕ посочва, че не са налице основания за драстично намаление на инвестиционните разходи в сравнение с

решението на Комисията за предходния регулаторен период.

В тази връзка Асоциацията посочва, че съгласно доклад на Института за соларна енергия „Фраунхофер“, последно актуализиран от 26 февруари 2018 г., инвестиционните разходи за изграждане на покривна фотоволтаична електроцентрала са 2 484 лв./kWp.Същевременно, в цитирания в Решение № Ц-017 от 2017 г. на КЕВР доклад на Института от ноември 2016 г., инвестиционните разходи за покривни фотоволтаични електроцентрали от 10 до 100 kW са същите – 2 484 лв./kWp. В становището си посочва още, че през 2018 г. се наблюдава понижение на цената на фотоволтаичните панели, което е в рамките на 2-3%. Заявява също, че съгласно доклада на Фраунхофер, стойността на фотоволтаичните панели представлява едва 46% от инвестиционните разходи за изграждане на фотоволтаичната електроцентрала, както и че, разходите за инвертори остават непроменени, като при цената на елементите за конструкция се наблюдава повишение, а разходите за труд са се повишили с 11,7%, според данни на Националния статистически институт (НСИ).

2. АПЕЕ възразява и срещу определения размер на експлоатационни разходи. Асоциацията счита, че посочените разходи не отразяват действителните разходи за поддръжка на фотоволтаични електроцентрали. Заявява, че разходите, посочени в проекторешението са драстично по-ниски от разходите за предходния период. Посочва, че съгласно данни от НСИ, през всяко тримесечие на 2017 г. разходите за възнаграждения в България са се покачили с 11,7%. С оглед на това, посочва, че Комисията следва да признае разходите за труд и работна заплата като допълнителен компонент при определянето на експлоатационните разходи.

3. Относно амортизационните отчисления, АПЕЕ обръща внимание, че според действащото законодателство централа, присъединена след 30.06.2018 г. би сключила договор за изкупуване за 16 години, а не за 20 години. Асоциацията счита за неоснователно разходите за амортизации да се изчисляват за период, извън регулаторния.

Комисията приема за неоснователни горните възражения. По отношение на възражението за инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че посоченият източник в проекта на решение е официален доклад на Фраунхофер институт от края на 2017 г. и това са осреднени капиталови разходи в този период от време. Относно изложеното по т. 2, че експлоатационните разходи следва да бъдат в размер на миналогодишните, посочени в Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР, следва да се има предвид, че не съответства на промените на международните пазари и би означавало Комисията да зачете необосновано висок размер и/или равен на размера получен при отразяване на ситуацията на пазара относима при определянето на преференциални цени през вече отминал ценови период (01.07.2017 г. - 30.06.2018 г.). Това от своя страна би означавало, необосновано да не се отрази понижението на капиталовите разходи на международните пазари и да се даде възможност на дружествата производители на соларна енергия да реализират допълнителен приход. По отношение на твърденията свързани с амортизационните отчисления, Комисията счита, че използваният подход е идентичен с този, възприет при определяне на преференциалните цени на останалите групи ВИ производители, като например при водноелектрическите централи, където амортизационните отчисления са в 25 годишен период, а законовите правомощия за преференциални цени – 15 години. Следва да се има предвид, че централите ще продължат да работят и след изтичането на договорите за преференциални цени, като съответно ще реализират приходи от произведената електрическа енергия.

С вх. № Е-04-23-4 от 11.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от Българска фотоволтаична асоциация (БФА, Асоциацията), в което са изложени възражения, както следва:

Асоциацията посочва аргументи по отношение на намаляването на инвестиционните

разходи за ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kW и от 5 kW до 30 kW с 8%, както и свързаното с това намаляване на експлоатационните разходи за двете групи ФтЕЦ с 11%.

Според Асоциацията, размерът на преференциалните цени за тези централи следва да бъде запазен на нивото определено с Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР. БФА заявява, че в цитираните доклади на Fraunhofer Institute и IRENA, статистиката на цените за покривни инсталации до 2016 г. Fraunhofer Institute е при цена от 1300 евро/kWp (доклад от м. февруари 2018 г.), а IRENA е посочила най-ниска цена от 1500 $/kWp (доклад от м. декември 2017 г). В тази връзка счита, че при анализа на посочените статистически данни тези цени са вече наситени и едва ли може да се очаква в следващите периоди намаляване на цените за покривни ФтЕЦ. БФА посочва още, че:

1. Няма намаляване на цените на отделните компоненти.

Най-голяма тежест в инвестиционния разход имат цените на фотоволтаичните панели, за които защитното мито върху вноса на панели от Китай, Малайзия, Тайланд не е отменено, а срокът му е удължен. Според Асоциацията, като се има предвид мащаба на пазара в България, разходите за доставка, транспорт и транспортна застраховка, както и продуктовата такса, разходите се увеличават с 0,05 евро/kWp.

Цената на инверторите, отчитайки специфичните технологични изисквания за инвертори за малки инсталации, не само не е намаляла, но се наблюдава увеличение, дължащо се на доларовата цена на компонентите за тяхното производство, като посочва, че повечето от компонентите за изграждане на ФтЕЦ са свързани с доларови цени. В заключение, Асоциацията заявява, че растящият курс на долара спрямо еврото се отразява в по-големи инвестиционни разходи, и че цена на инвестиционен разход от 2 284 лв./kWp, включваща и разходи за присъединяване е невъзможна.

2. БФА възразява и срещу така определеното „нетно специфично производство“ от 1 302 kWh/kWp като средногодишна продължителност на работа на покривни ФтЕЦ от 1302 часа, като заявяват, че същата не отчита особеностите при работа на тези централи. Според БФА, покривните ФтЕЦ рядко работят на максимална ефективност, тъй като модулите не се инсталират под оптимален ъгъл, нито изцяло на юг. Покривните ФтЕЦ не могат да бъдат почистени от натрупващия се прах върху тях, като разходите за отстраняване на технически проблеми върху модулите са значително по-високи от тези на наземните.

От Асоциацията заявяват, че покривните ФтЕЦ няма как да произвеждат повече от 1200 kWh/kWp инсталирана мощност и че определянето на „нетното специфично производство„ чрез средногодишна продължителност на работа на централите, осреднено за България за 2015 г., 2016 г. и 2017 г., противоречи на ЗЕВИ, където дефиницията за „нетно специфично производство“ изисква от средногодишната продължителност на работа на централата да се приспадне енергията за собствено потребление.

Становището на Асоциацията е, че за целите на намаляване на преференциалната цена на покривни ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kW и от 5 kW до 30 kW, при използвания подход, произволно се определят инвестиционни разходи и „нетно специфично производство“, за да се докаже възвръщаемост на капитала от 7%.

Комисията приема за неоснователни горните възражения. По отношение на твърденията за намаляването на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че при определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид понижението на капиталовите разходи за ФтЕЦ към края на 2017 г. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), www.pveurope.eu и IRENA (International Renewable Energy Agency)) за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на Европейския съюз (ЕС), съгласно източниците на информация, посочени в проекта на решение, представляващи осреднени капиталови разходи в този период от време.

Видно от посочените източници в проекта на решение - официален доклад на Фраунхофер институт от края на 2017 г., www.pveurope.eu и IRENA, става ясно, че цените

на слънчевите панели са намалели значително през последните години и посочват, инвестиционни разходи за покривни системи за ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително са в размер на – 1334 евро /kWp, което се равнява на 2609 лв./kW, а за ФтЕЦ с обща инсталирана мощност от 5 kWp до 30 kWp включително са в размер на 1168 евро/kWp, което се равнява на 2284 лв./kW.

- По данни на PVEUROPE, един напълно монтиран фотоволтаичен масив на покрив е на стойност 1200 – 1700 евро/kW, или нетно 1200 – 1500 евро/kW, което средно се равнява на около 2 445 лв./kW.;

- По данни на IRENA, общата цена през 2017 г. за една инсталирана фотоволтаична централа е на стойност 1388 $/kW, което се равнява 1188 евро/kW, или 2325 лв./kW;

В Доклада на IRENA, са посочени данни за пазара при фотоволтаичните системи за средната стойност за жилищните фотоволтаични системи в Германия, както и разликата в процента на разходите спрямо други пазари за дадена година, (вкл. разходи за фотоволтаични системи с капацитети до 500 kW), като обхващат търговския сегмент и жилищния пазар, където е установено, че най-ниски средни общи разходи за инсталирани търговски фотоволтаични системи може да се намери в Германия и Китай, съответно 1 100 – 1 150 $/ kW. В Доклада на източника се посочва още, че най- високата цена остава в Калифорния с общ размер на разходите от 3 650 $/kW. По отношение на разходите за търговски фотоволтаични системи, най-ниската средна цена на разходите за електрическа енергия е била в размер на 0,10 $/kWh в Австралия през второто тримесечие на 2017 г. (при обработката на данните в Доклада е посочено, че се наблюдава тенденция на намаление на цената, като е установено, че между второто тримесечие на 2014 г. и второто тримесечие на 2017 г., цената е намаляла с 38%).

При стойност на фотоволтаични системи от 1150 $/kW, размерът на инвестиционния разход се равнява на 1927 лв./kW.

Следва да се има предвид, че при изчисляване стойността на инвестициите са използвани данни на БНБ към 05.06.2018 г., при курс на долара 1,67523 лв./$ и курс на еврото от 1,95583 лв./евро.

В тази връзка може да се направи извод, че при извършения детайлен анализ, така определеният размер на инвестиционните разходи за ФтЕЦ с инсталирана мощност до 30 kW, взети от официални източници, отразяват както международния опит, така и придобития и изграден опит в страната, и следва да се запазят на нивото на определените в разгледания на проведеното обществено обсъждане проект на решение.

По отношение на отчетеното понижение на размера на инвестиционните разходи през 2017 г., следва да се има предвид, че от извършения анализ от Фраунховер институт за соларни енергийни системи, се наблюдават тенденции на намаляване на ценовите нива на електрическа енергия произведена от ФтЕЦ през периода януари 2015 г.- април 2018 г. На проведени търгове през март/септември 2017 г. в доклада се посочва, че са достигнати нива на цени на електрическата енергия съответно 57 евро/MWh и 49 евро/MWh, като намалението е с 14% само за 2017 г. През септември 2017 г./април 2018 г. ценовите нива са 49 евро/MWh и 43 евро/MWh, редуцирането е от 12%. (Photovoltaics report February 2018). Подобен е и анализа от IRENA, където ценовите нива през 2017 г. са паднали под 0,100 $/kWh (Renewable Power Generation cost 2017 year).

По отношение на поставената под съмнение коректност на информацията и методологията за определяне на нетно специфично производство в проекта на решение, следва да се има предвид, че при прилагането на установеното „нетно специфично производство“, се цели да се осигури възвръщаемост адекватна на присъщите часове на работа за такъв вид централи.

При използвания подход, следва да се има предвид, че АУЕР е официален източник и използваната информация е публично достъпна от публикуваните регистри на официалната интернет страница на Агенцията.

При определянето на средно годишната производителност на ФтЕЦ е взето предвид

и извършеното сравнение на експериментални резултати от PVGIS (Фотоволтаична географска информационна система), NACA (Национално управление по въздухоплаване и изследване на космическото пространство), METEONORM и БАН за средногодишната сумарна радиация за град Варна при хоризонтална повърхност за 2011 г. За България е установено средногодишна сумарна слънчева радиация 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. В резултат, на което е установено, че при използване на модул "Crystalline silicon" с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за България възлиза на 1441 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32°, което съответства на 1302 kWh/kWp нетно специфично производство на електрическа енергия за една година.

В тази връзка и видно от гореизложеното полученото нетно специфично производство на електрическа енергия за една година в размер на 1302 kWh/kWp, съвпада с установеното при средногодишна продължителност на ФтЕЦ за Р България получена по данни на АУЕР за използвания тригодишен период (2015 г., 2016 г. и 2017 г.).

С писмо с вх. № Е-13-175-5 от 11.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от „ЕВН- Каварна" ЕООД, в което дружеството изразява становище по определената прогнозна пазарна цена (ППЦ) за периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. В тази връзка „ЕВН - Каварна" ЕООД посочва, че по отношение на целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли ППЦ за електрическата енергия, която да отчита общите принципи и фактори при определянето на преференциалните цени. Дружеството акцентира и върху принципа за ненакърнавяне интересите на производителите при въвеждане на новия пазарен модел.

„ЕВН-Каварна" ЕООД разглежда механизма за определяне на прогнозната пазарна цена, като акцентира на определянето й по групи производители, в зависимост от първичния енергиен източник. Във връзка с определяне цената и реалното прогнозиране на ППЦ за базов товар, дружеството счита, че КЕВР следва да определи типа сделки на националната и регионални борси, които ще бъдат предмет на анализа от страна на КЕВР.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. По-долу в решението са изложени мотиви относно типа сделки предмет на анализа, а именно такива с период на доставка максимално близък до регулаторния/ценови период, за който се прилага определената премия. Съгласно разпоредбата на чл. 37а от НРЦЕЕ, прогнозната пазарна цена за базов товар се определя въз основа на анализ на тези сделки, а не като среднопретеглена или друга стойност, т.е. предполага отчитането на всички факти и обстоятелства, които биха повлияли на цената през разглеждания период, като пазарни рискове, спекулации на пазарите на деривати в съседните пазарни зони, излишъци/недостизи на електрическа енергия, презапасяване на търговските участници с електрическа енергия и влиянието на това обстоятелство върху пазара „ден напред", който служи за определяне на референтна цена и други.

Дружеството производител посочва, че при определяне на груповия коефициент е извършена симулация на общ график с твърде ограничен брой централи, като отделните вятърни централи в България са с различно географско положение, различна инсталирана мощност, ефективност и технология, в следствие на което данните за производството на малък дял инсталирана мощност не могат да бъдат представителни за всички вятърни централи. Според „ЕВН - Каварна" ЕООД при извършен от негова страна собствен експертен анализ е определило прогнозна пазарна цена от 62,59 лв. - 63,00 лв./MWh, и че определената от КЕВР ППЦ на електрическа енергия от вятърни централи, в размер на 67,06 лв./MWh е завишена с приблизително 4,00 лв./MWh, като резултативната му премия, която от 123,94 лв./MWh следва да бъде от порядъка на 128,00 лв./MWh.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Съгласно чл. 37в, ал. 4 от НРЦЕЕ при определяне на груповия коефициент следва да се извърши симулация чрез общ график на 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. При представената по-долу такава са използвани графиците на производители, чиято обща инсталирана мощност представлява над 60% от тази на всички производители попадащи в обхвата на групата по чл. 37б, ал. 2, т. 5 от НРЦЕЕ. Необосновани са твърденията на „ЕВН - Каварна“ ЕООД, че определената ППЦ на електрическа енергия от вятърни централи, в размер на 67,06 лв./MWh е завишена, като негативният ефект за дружеството ще е от порядъка на 4,00 лв./MWh. В тази връзка е извършена симулация на участие на пазара ден напред на ВтЕЦ „Каварна“ за предходната календарна година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1, която показва, че индивидуалният коефициент на производителя е 0,98653, т.е ППЦ за следващия регулаторен/ценови период следва да е в размер на 69,06 лв./MWh.(т.е. определената премия следва да е с 2,00 лв./MWh по-ниска).

„ЕВН-Каварна“ ЕООД, изразява становище и по отношение необходимостта от компенсиране на всяко отклонение между ППЦ за предходния регулаторен период и действителната пазарна цена за предходния период, тъй като по този начин при изпълнение на процедурите по ценово регулиране цените на енергийните предприятия трябва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им и да осигуряват обоснована норма на възвръщаемост на капитала, както и да се осигури справедливо прехвърляне на разходите от преференциални цени и премии за енергия от възобновяеми източници към крайните клиенти. „ЕВН - Каварна“ ЕООД твърди, че възприетият модел на „договори за премия“, оставя изцяло пазарния риск при производителите и че ако в „Методиката“ не бъде въведена компенсационна компонента, има реална опасност да бъдат застрашени вече направените инвестиции в сектор „вятърна енергия“.

Дружеството посочва че във връзка с измененията на НРЦЕЕ, разписаният модел за корекция на ППЦ се обезсмисля от заложения пределно висок праг от 30% отклонение на действителната пазарна цена. Според него липсва каквато и да е обосновка от страна на Комисията, както и анализ и симулация на различни варианти на % „съществено отклонение“ и тяхното отражение върху приходите на производителите, като счита че предвиждането на такова отклонение от 30% е в противоречие с целта и духа на закона и че може да се стигне до фалит на някои от дружествата от сектора.

Горното възражение е неотносимо към настоящото административно производство.

Моделът „договори за премия“ е регламентиран в ЗЕ. В ЗЕ и ЗЕВИ не съществува механизъм за компенсиране на производителите, в случай на постигната по-ниска среднопретеглена цена от прогнозната такава. Съгласно чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ Комисията има право при необходимост да измени определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, но не са предвидени компенсации за предходен период.

С писмо с вх. Е-04-00-59 от 20.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от Института за публично-частно партньорство (Института, ИПЧП).

Институтът възразява срещу намаляването на инвестиционните разходи за ФтЕЦ до 5 kW и мощност от 5 kW до 30 kW с 8 %, и в тази връзка намаляването на експлоатационните разходи за двете групи ФтЕЦ с 11%. Посочва, че от съществено значение за развитието на ВИ сектора в България в ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е да не бъдат намалявани преференциалните цени за покривните инсталации от ФтЕЦ с мощности до 5 kW и от 5 kW до 30 kW. Счита, че направените предложения са в съответствие с развитието на преговорния процес за промените в приложимото в

сектора законодателство на европейско ниво, както и с целите европейският потребител да бъде стимулиран да консумира собственото си ВИ производство.

От ИПЧП, правят заключение, че няма развитие на покривните инсталации на ФтЕЦ в България, въпреки че не липсва инвеститорски интерес и преференциалната цена за настоящия ценови период. Като част от причините за това посочва недопустими действия на електроразпределителните дружества. В тази връзка ИПЧП прави предложение за инициатива от страна на КЕВР за промяна на нормативната уредба във връзка с присъединяването на обекти на производители от ВИ към електрическите мрежи.

Според ИПЧП предложената стойност на „нетно специфично производство“ от 1302 kWh/kWp не отговаря на реалната му стойност.

Комисията приема за неоснователни горните възражения. По отношение на твърденията относно намаляването на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че при определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид понижението на капиталовите разходи за ФтЕЦ към края на 2017 г. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), www.pveurope.eu и IRENA (International Renewable Energy Agency), съгласно източниците на информация, посочени в проекта на решение, представляващи осреднени капиталови разходи в този период от време, което обуславя и получения размер преференциални цени в двата мощностни диапазона - до 5 kW и от 5 kW до 30 kW.

По отношение на размера нетно специфично производство, следва да се има предвид, че като източник за нуждите на анализа на посочените пълни ефективни часове са ползвани данни, които са публични - регистрите на АУЕР за 2015 г., 2016 г. и 2017 г.

Предвид предложенията за промяна в ЗЕ следва да се отбележи, че КЕВР няма правомощия по законодателни промени, като предложенията следва да се отнесат към Министерство на енергетиката и Народното събрание.

В КЕВР е постъпило становище с вх. № Е-04-29-8 от 20.06.2018 г. от Българска ветроенергийна асоциация (Асоциацията, БГВЕА), в което заявява следното:

БГВЕА посочва, че ППЦ за базов товар е важен елемент, който дава пряко отражение върху целия пазар на електрическа енергия, тъй като въз основа на нея се определят премиите за отделните производители за следващия годишен период. В този смисъл Методиката за определяне на ППЦ е ключова, а очакванията на производителите са тя да даде гаранция и предвидимост на приходите на вятърните централи при новата схема за подпомагане. Асоциацията счита, че определянето на ППЦ на базов товар през първия ценови период има изключително синтетичен характер и категорично не отразява влиянието от участието на ВИ производителите на Българска независима енергийна борса (БНЕБ), а поради пазарните и макроикономически динамики, определените ППЦ и групови коефициенти на база на исторически данни, не могат да бъдат представителни за следващ период. Изразява становище, че в предложеното проекторешение на КЕВР липсват ясни и последователни текстове, съдържащи категорични правила, при чието спазване да се достигне до определяне на ППЦ.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. По-долу в решението са изложени мотиви относно начина на определяне на ППЦ. Неоснователно е твърдението, че не е отразено влиянието от участието на ВИ производителите на Българска независима енергийна борса (БНЕБ). По-долу в мотивите на настоящото решение е описано, че при определянето на ППЦ за базов товар, това обстоятелство е отчетено, като такова влияещо на цената, и именно поради този и другите описани фактори определената ППЦ е занижена спрямо постигнатите към момента нива. Необективни са твърденията, че групови коефициенти на база на исторически данни, не могат да бъдат представителни за следващ период, тъй като отчетните данни представляват единствената достоверна информация, която не подлежи на изкривявания в резултат на субективни твърдения и критерии.

По отношение на твърдението за липса на категорични правила, при чието спазване да се достигне до определяне на ППЦ, следва да се има предвид, че съгласно разпоредбата на чл. 37а от НРЦЕЕ, прогнозната пазарна цена за базов товар се определя въз основа на анализ на форуърдните сделки, а не като среднопретеглена или друга стойност, т.е. предполага отчитането на всички факти и обстоятелства, които биха повлияли на цената през разглеждания период, като пазарни рискове, спекулации на пазарите на деривати в съседните пазарни зони, излишъци/недостизи на електрическа енергия, презапасяване на търговските участници с електрическа енергия и влиянието на тези обстоятелства върху пазара „ден напред“, който служи за определяне на референтна цена.

БГВЕА настоява за прозрачност и обективност при определянето на ППЦ на базов товар. Счита, че при липсата на основа за обективен анализ, единственият легитимен способ за спазване на конституционно гарантирания принцип за защита на инвестиции е въвеждането на изрична възможност за корекция при всяко отклонение между ППЦ и реалната пазарна цена.

Горното възражение е неотносимо към настоящото административно производство. В ЗЕ и ЗЕВИ не съществува механизъм за компенсиране на производителите, в случай на постигната по-ниска среднопретеглена цена от прогнозната такава. Съгласно чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ Комисията има право при необходимост да измени определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, но не са предвидени компенсации за предходен период.

БГВЕА посочва се, че определената ППЦ за вятърна енергия в размер на 67,06 лв./MWh не е определена на реални пазарни изходни параметри, тъй като през изминалият период количествата, които са търгувани на БНЕБ са значително по-малки от очакваните в периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г., както и че профила на производство на участниците на БНЕБ през изтеклите периоди, се отличава съществено от този в следващия прогнозен период. Асоциацията дава пример с данни от пазара на електроенергия в Румъния, който се отличава със значителна ликвидност и участие на ВЕИ и показва, че постигната среднопретеглена пазарна цена за вятър е с поне 10% по-ниска от цената на базов товар и възприема близостта на Румъния и сходният профил на производство на вятърните централи за най-надеждната референция за първоначалния период на търговия на ВЕИ производство на БНЕБ, при липса на представителни исторически данни на БНЕБ.

БГВЕА твърди, че с въвеждането на новата схема за подпомагане, вятърните централи ще бъдат изложени на редица рискове, свързани с волатилността на цените, без наличие на инструменти за овладяване на тези рискове. От Асоциацията настояват за определяне на максимално справедлива ППЦ за вятърна енергия с цел постигане на равнопоставеност на доходността при новия пазарен модел и нормативно регламентирания такъв при извършването на инвестициите. БГВЕА посочва, че премията следва да осигури тази еквивалентност, т.е. действителната пазарна цена, постигната от продажбата на електрическа енергия на БНЕБ плюс регулаторно определената премия, следва да бъде равна на настоящата преференциална цена на съответната централа.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Груповата ППЦ за производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия е определена съгласно разпоредбите на раздел IIIа от НРЦЕЕ. Към настоящия момент за българския пазар, примерът с цената на вятърната енергия в Румъния е необоснован. Спреда между цените на пик и офпик на румънската борса OPCOM е много по-голям от този на българския пазар, като често през нощните часове почасовата цена е под 20,00 лв./MWh, а на БНЕБ ЕАД подобни цени през 2017 г. не са отчитани. Причината за по-високите цени в България в офпиковите часове са възможностите за износ към Гърция, където традиционно електрическата енергия през нощта е по-скъпа от тази в Румъния и България.

В КЕВР е постъпило становище с вх. № Е-04-40-7 от 20.06.2018 г. от Асоциация

„Хидроенергия“ (Асоциацията, АХ), относно определянето на прогнозна пазарна цена (ППЦ) за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW.

Асоциацията посочва, че при определяне на ППЦ се извършва симулация с производители, сумата от чиято обща инсталирана мощност представлява 10 на сто от общата инсталирана мощност на всички производители. Това създава условия за избирателност на групи производители, основана на непрозрачни критерии и не би могло да бъде обективна извадка за групата на първичния енергиен източник - водна енергия, поради техническите особености на различните типове ВЕЦ. Посочва пример с ВЕЦ със седмични или сезонни изравнители, които могат и са проектирани да произвеждат пикова енергия, което би довело до „изкривяване“ на симулацията при изчисляване на средно претеглената цена за пазарен сегмент „ден напред“, а това от своя страна ще определи групов коефициент по-висок от реално постигания от сектора като цяло, съответно ще се намали премията за всички ВЕЦ в групата. Асоциацията посочва, че горното е недопустимо и предлага симулацията да бъде извършвана с производители, сумата от чиято инсталирана мощност представлява не по-малко от 30% от инсталираната мощност на съответна група.

Според АХ, определянето на ППЦ с необходимата точност е невъзможно поради непрогнозируемите обеми на търговия, профили на предлаганата и потребяваната енергия, както и промените при множество фундаментални пазарни фактори (за България и региона), които доказано не могат да бъдат надеждно прогнозирани за бъдещ период. Като счита, че е необходимо да бъде отчетена изключителната динамика и сериозните отклонения на хидрологията за всяка отделна година, които значително влияят на годишното помесечно разпределение на произведената електроенергия от ВЕЦ. Асоциацията подчертава, че използването на предложения от КЕВР подход ще ощети ВЕЦ, които осигуряват възобновяема енергия на най-ниска цена и делът на компонентата от цената, получавана от свободния пазар, ще бъде най-висок и в заключение ще се определи коефициент за отклонение от ППЦ, по-висок от реално постигания от сектора като цяло.

Комисията приема аргументите на Асоциация „Хидроенергия“ относно необходимостта симулацията да бъде извършвана с производители, сумата от чиято инсталирана мощност представлява поне 30% от инсталираната мощност на съответна група, като това обстоятелство е отчетено още в подложения на обсъждане проект на решение. При определяне на груповия коефициент по чл. 37б, ал. 2, т. 6 от НРЦЕЕ са използвани графиците на производители, чиято обща инсталирана мощност представлява над 30% от инсталираната мощност на тази група.

По отношение на динамиката и сериозните отклонения на хидрологията за всяка отделна година възражението на асоциацията е необосновано, тъй като груповият коефициент по чл. 37б, ал. 2, т. 6 от НРЦЕЕ се определя ежегодно, като отразява годишното помесечно разпределение на произведената електроенергия от ВЕЦ за предходната година. В тази връзка в дългосрочен план подобни отклонения ще се нетират.

С вх. № Е-04-21-1 от 19.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от Българска соларна асоциация (БСА, Асоциацията), като е направила възражения по отношение на:

По отношение на цитираната в доклада стойност на инвестиционните разходи, от асоциацията посочват, че в доклада на Фраунхофер институт е посочено намаление на покривните инсталации от 1% за 2017 г., спрямо предходната 2016 г. От Асоциацията заявяват, че данните обхващат инсталации до 100 kWp, като няма определени инвестиционни разходи за по-малки инсталации. В доклада на IRENA (International Renewable Energy Agency) е посочен диапазон на инвестиционни разходи от 1200 €/kWp до 1700 €/kWp. От Асоциацията възразяват и срещу това, че е визиран пазара в Германия, където производството на енергия от възобновяеми източници се развива приоритетно, за

малки централи няма тежки административни процедури, проектиране, съгласуване, изграждане на трасета и трансформаторни устройства, и други. БСА посочва, че за оборудване, пуснато на пазара в България се дължи продуктова такса от 1,95 лв./kg., т.е. близо 40 лв. на фотоволтаичен панел. Асоциацията посочва, че в една 5 kWp инсталация оскъпяването на инвестицията е с близо 800 - 880 лв., а за 30 kWp оскъпяването е от 4 800 лв. до 5 600 лв. на централа, при това само в частта „модули“. От Асоциацията посочват, че в България централи до 30 kWp имат разходи и за присъединяване: за изграждане на кабелни линии, а понякога и трансформаторни постове, те заплащат и цена за присъединяване, която според БСА се определя по непрозрачен начин от всяко електроразпределително предприятие и варира от 750 лв. до 74 000 лв.

Поради посочените причини БСА счита, че е необходимо да се ревизират инвестиционните разходи в двата мощностни диапазона (до 5 kWp и от 5 до 30 kWp).

Според Асоциацията, така определената норма на възвръщаемост от 7% продължава да е ниска и да е относително близка до алтернативата на капиталовложението като депозити в банка.

БСА възразява срещу подхода за определяне на експлоатационни разходи на база процент от инвестиционните с аргумента, че по този начин те са силно подценени. От БСА посочват, че не са включени разходи по поддръжка на микро предприятие, счетоводство, осигурителни вноски на управител, такса за достъп и такса за балансиране, които в някои месеци достигат 30 % от приходите, както и такса от 5% за ФСЕС, посочват и че не са отчетени пропуснатите ползи от въвеждането на термина „нетно специфично производство“. Заявяват още, че не са отчетени и административни разходи, които се налага производителите да правят заради месечната кореспонденция с различни институции: ЕРП, АУЕР, ФСЕЕС, НАП и други.

БСА възразява срещу определянето на нетното специфично производство на база на данни от АУЕР, като заявява, че всяка година централите са все по-ограничени в работата си. От Асоциацията предлагат да отпадне „нетното специфично производство“ за централи по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ. Предлагат за определянето на този показател, който според тях ограничава приходите на всяка централа, да се ползват данни от Централната лаборатория по слънчева енергия и нови енергийни източници към БАН, като Комисията се съобрази с тях. Според БСА при определянето на „нетно специфично производство“, резултатът е отнемане на доход от производителите и принуждаването им да работят и да си плащат в последните месеци на годината.

От БСА, заявяват, че според действащото законодателство, една централа, присъединена след 30.06.2018 г. би сключила договор за 16 години, а не за 20 г. и е нелогично разходите за амортизация да се начисляват за период извън регулаторния.

От БСА, заявяват, че освен фотоволтаични електрически централи със стационарните конструкции, се изграждат и съоръжения със следящи конструкции – тракери, за които посочва, че са с близо 30% по-висока производителност, заемат изключително малко обработваема площ за 1 kWp инсталирана мощност и са с най-висока степен на опазване на околната среда. От Асоциацията посочват, че инвестиционните разходи необходими за изграждането на следящи конструкции, са със значително по-високи експлоатационни разходи, както и разходи за техническа поддръжка, ремонт, застраховки и други, в сравнение с инсталациите със стационарни конструкции. От БСА обръщат внимание и на системите с конструкции с променлив ъгъл по вертикалната ос, като посочват, че имат възможност да регулират ъгъла на попадане на слънчевата радиация. В тази връзка от БСА цитират разпоредбата на чл. 32, ал. 2, т.4 от ЗЕВИ, където е указано, че при определяне на преференциалните цени е необходимо да се отчитат освен видът на възобновяемия източник, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията, също така и „..производителността на инсталацията според вида технология..“. От БСА посочват, че нееднократно е обръщано внимание върху влиянието на решението на Комисията по определяне на цени, включително и на средногодишното производство по отношение на

една конкретна група производители на електрическа енергия от възобновяеми източници – фотоволтаични електрически централи със следящи конструкции – двуосни тракери.

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

В допълнение БСА заявява, че развитието на ВИ сектора в България е спряло, като посочва, че един от факторите за това е изкупната цена и несигурността в сектор „Енергетика“, породен от честата промяна в нормативната база и въвеждането на ретроактивни мерки.

Комисията счита горните възражения за неоснователни поради следните аргументи:

По отношение на твърденията относно инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че посоченият източник в проекта на решение е официален доклад на Фраунхофер институт от края на 2017 г. и това са осреднени капиталови разходи в този период от време. Относно изложеното подходът към нормата на възвръщаемост на капитала и структурата на капитала е еднакъв към всички видове технологии, произвеждащи електрическа енергия от ВИ, а определената норма на възвръщаемост е над 7 пъти по-висока от алтернативата на капиталовложението, като депозити в банка. Следва да се има предвид, че експлоатационните разходи, подлежащи на регулаторен контрол, са свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията, съобразно съответните технически стандарти, от което следва че е напълно обосновано размерът на експлоатационните разходи да е определен като процент от инвестиционните разходи.

Като източник за нуждите на анализа на посочените пълни ефективни часове са ползвани данни, които могат да се видят от публичните регистрите на АУЕР за 2015 г., 2016 г. и 2017 г.

По отношение на възражението, че използваният подход е идентичен с този, възприет при определяне на преференциалните цени на останалите групи ВИ производители, като например при водноелектрическите централи, където амортизационните отчисления са в 25 годишен период, а законовите правомощия за преференциални цени – 15 години.

Предвид аргументите относно следящите конструкции, следва да се има предвид, че настоящото административно производство е образувано на основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и ал. 4 от ЗЕВИ, поради което е с предмет определяне на нови преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, както и актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса. Правомощието на КЕВР да определи нетно специфично производство на електрическа енергия е регламентирано в § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.). Съгласно посочената разпоредба на ЗИД на ЗЕ в срок до 31 юли 2015 г. в съответствие със Закона за енергията от възобновяеми източници, КЕВР е следвало да приеме решение, с което установява нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на Комисията, приети до влизането в сила на този закон. Видно от посочената норма законът е регламентирал това правомощие на КЕВР като еднократно действие, което е във връзка с вече постановени решения за определяне на преференциални цени. В този смисъл правомощието на КЕВР по § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗИД на ЗЕ е изчерпано с постановяването на Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. на КЕВР.

Различни цени, съобразно конфигурацията на конструкцията и дизайна на присъединяване и начина на подреждане на фотоволтаичните модули, както и

позиционирането им спрямо слънцето, не са предмет на разглеждане в настоящото решение, тъй като те представляват индивидуално управленско решение и не попадат в обхвата на регулиране. Предложените различни решения относно увеличаване на производителността на ФтЕЦ (напр. тракери), са свързани с по-високи инвестиционни и експлоатационни разходи, в сравнение с традиционните мощности на фотоволтаичните инсталации. Следва да се има предвид, че е въпрос на управленско решение и анализ на принципа „разходи – ползи“ при прилагането на подобни решения, с оглед увеличаването на приходите на дружеството от продажбата на количествата произведена електрическа енергия над установения размер „нетно специфично производство“ на пазара.

С писмо с вх. № Е-13-266-1 от 19.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, със следните възражения:

Дружеството заявява, че е направен анализ на ценообразуващите елементи, като във връзка с определянето на процента на изменение на разходите е получена информация от съответните органи, като е посочен и коефициентът на изменение на разходите за гориво за транспорт, за труд и работна заплата. Дружеството счита, че не е посочен какъв е коефициентът, с който се актуализира цената, как точно е формиран, нито към коя цена се прилага този коефициент.

Дружеството посочва, че според проекта на Решение процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2017 г. спрямо предходната календарна година е 11,8%, а процентът на изменение на разходите за горива за транспорта е 8,6%, все в посока увеличение. Въпреки това, дружеството счита, че по отношение на актуализацията на преференциалната цена, определена в т.28 от Решение Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, която е приложима за централата на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, всички посочени в проекта разходи са с абсолютно същите разходи, посочени в Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР т.е. увеличението на разходите не е отразено. Според дружеството, единствената промяна е в относителната тежест на всеки един от елементите (за експлоатационните разходи, за разходите за амортизация и за възвръщаемост).

На следващо място дружеството заявява, че според Решение № Ц-17 от 2017 г. на КЕВР в ценовия модел за електрически централи с мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни отпадъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с комбинирано производство, са коригирани следните ценови параметри: пълни ефективни часове – 7 000 h (нетно специфично производство в размер на 6 300 kWh/kW), калоричност на суровината – 2 600 kcal/kg, коефициент на полезно действие на първично вложената енергия в цикъла -24% и цената на суровината на 75,93 лв./t.

Според дружеството, максималната продължителност на работа на централи от типа като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД се намалява до средно 5 600 ефективни часа при отчитане на различни фактори (аварийни ситуации, профилактика, вътрешна консумация). От друга страна, при определяне на преференциалната цена за централи от типа, като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е заложено, че централата работи 7 000 h, като именно тази стойност е заложена с оглед преценката за възвръщаемост на инвестицията. В проекта, е посочено, че цената на премията е при нетно специфично производство от 5 400 kWh/kW.

Дружеството твърди, че има противоречие в залаганите от КЕВР параметри при определяне на цената.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД счита, че останалите заложени във формулите за ценообразуване, параметри на суровината не са коректни, тъй като суровина с качествени показатели залагани от КЕВР, е суровина с високо качество, например пелети. От дружеството посочват, че пазарната цена на подобна суровина е 300-340 лв./t. От дружеството посочват, че действително, калоричността е била променена от 3 700 kcal/kg на 2 600 kcal/kg. Като следва обаче да се има предвид, че дървените остатъци и отпадъци от дърводобива и дървообработването са с ниска калорична стойност и висока влага.

Дружеството посочва още, че в този вид суровина има водно съдържание (влажност) около 50 % (т.е. 3 пъти по-висока от приетата от КЕВР), а енергийната калоричност е около 1 800 kcal/kg. (т.е два пъти по-ниска от приетата от КЕВР). Действително, цената на този вид дървесина е по-ниска, но разхода на суровина за производство на енергия е значително по-висок.

Според дружеството, в ценовия модел, предлаган за сегмента директно изгаряне на дървесни остатъци и дървесни отпадъци, е приложен друг модел - изгаряне на високо енергийно гориво (пелети или чиста суха дървесина), като обаче е възприета цената, характерна за ниско енергийната суровина (капаци и изрезки).

Дружеството посочва, че общото „КПД“ на инсталацията на централа от вида като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е 18-19%, като счита, че в проекта е заложена друга електрическа ефективност. От дружеството заявяват, че дори да се приеме, че „КПД-то“ на централата е по-голямо, отново следва правилното изчисление на разходите за суровина, че за производство на 1 MWh енергия са необходими приблизително 4 t.тона суровина, което според дружеството не е отчетено от КЕВР.

По отношение на експлоатационните разходи, дружеството посочва, че в проекта на Решение е отразено, че експлоатационните разходи са 191,32 лв./MWh, като в тези разходи влизат разходи за ремонт, работни заплати, за гориво за транспорт на суровини и разходите за суровини. Според дружеството експлоатационните разходи са пресметнати некоректно, разходът за суровина е неправилно определен на 116,27 лв./MWh, не е съобразено, че за производство на 1 MW енергия са необходими 4 тона суровина. Дружеството твърди, че цената на суровината като част от експлоатационните разходи следва да е приблизително 330,00 лв./MWh, а при изчисленията на КЕВР е получен по-нисък размер на експлоатационните разходи, като ценообразуващ елемент. Според дружеството, независимо от това, че е посочено в Проекта на Решение, че се определят прогнозни пазарни цени и премии за обекти с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, за него не става ясно, че тези стойности се прилагат единствено за централи с мощност над 4 MW. „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД възразява срещу извършения подход, при определянето на пазарната цена за производство на електрическа енергия, произведена от биомаса при извършена симулация с участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД, т.е. за да се определи пазарната цена за целия сектор на производители на енергия от биомаса да е направен анализ само за един участник. Считат, че данните са непълни и определянето на цената е незаконосъобразно.

Комисията приема за неоснователни горните възражения на дружеството.

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

Относно възражението по заложените параметри за енергийност на суровината, влажност на суровината и специфичен разход, калоричност и КПД, следва да се има предвид, че са със стойности, които съответстват на вече отразените в Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР.

По отношение твърдението на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, че експлоатационните разходи не са определени коректно, следва да се има предвид, че експлоатационните разходи са определени като процент от инвестиционните разходи, като експлоатационните разходи се формират основно от разходите за суровина, разходи за ремонт и поддръжка, застраховки, разходи за почистване и др., които са осреднени за периода на изчислената анюитетна цена.

По отношение на възражението на дружеството срещу извършения подход, при определянето на пазарната цена за производство на електрическа енергия, произведена от биомаса, следва да се има предвид, че съгласно чл. 37б, ал. 4 от НРЦЕЕ извадката 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. 36б, ал. 2, т. 7 се състои от двама производителя, като инсталираната мощност на „Монди Стамболийски“ ЕАД представлява 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 възражения, 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 възобновяеми източници, са размерът на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване към съответната преносна или разпределителни мрежи, нивото на експлоатационните разходи, капиталовите разходи, в т.ч. разходите за амортизация, определени на основата на среден полезен технико-икономически живот на активите и възвръщаемост. Преференциалните цени отразяват видът на възобновяемия източник, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията.

При определянето на цените на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, са използвани данни от официален доклад на Фраунхофер институт 2017 г. – Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), www.pveurope.eu) и IRENA (International Renewable Energy Agency), 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/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf

–http://www.pveurope.eu/News/Solar-Generator/Solar-modules.

–http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017

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 определените от Комисията осреднени необходими приходи при горепосочените 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 електрическа 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.

Ценообразуващите елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са:

1. Инвестиционни разходи

Размерът на инвестиционните разходи за всички видове ВИ отразява всички инвестиционни разходи за оборудване и съоръжения, специфични инвестиционни разходи, в зависимост от технологията, включващи електрическите инсталации и инвертори, стоманени конструкции, разходи за развитие на проекта, включително идейни

и технически проекти, административни разходи и такси, разходи за присъединяване на енергийния обект, както и други непланирани инвестиционни разходи.

При определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид понижението на капиталовите разходи за ФтЕЦ към края на 2017 г. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), www.pveurope.eu и IRENA (International Renewable Energy Agency)) за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на Европейския съюз (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 възобновяеми източници 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 възобновяеми източници 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

При определяне на средно годишната продължителност на работа на фотоволтаични електрически централи (ФтЕЦ) са използвани данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) за 2015 г., 2016 г. и 2017 г., разпределени по общини и региони, като са взети предвид 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 България за последните три години, а именно:

Осреднено за Р България, средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 302 часа, което се равнява на 1 302 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 оптимизацията 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 фотоволтаични електрически централи, включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., като за електрически централи (ЕЦ) с инсталирана мощност до 5 kWp представляват в годишен план 3% от инвестиционните разходи до 5^{та} година от експлоатацията включително. От 6^{та} до 20^{та} година експлоатационните разходи за поддръжка нарастват на 3,5%. Експлоатационните разходи за инсталирани мощности от 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 ЕЛЕКТРИЧЕСКАЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВИ

I. Определяне на цената на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи (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 – 2 609 лв./kWp;

– с обща инсталирана мощност от 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 – 2 284 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 – 68,92 лв./MWh;

– с обща инсталирана мощност от 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 – 53,63 лв./MWh;

3. Полезен живот на активите – 20 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;

5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 302 часа, което се равнява на 1 302 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.	**242,13**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	67,43	27,85%
за разходи за амортизации	99,19	40,97%
за възвръщаемост	75,52	31,19%
ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kW, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**205,99**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	53,08	25,77%
за разходи за амортизации	86,85	42,16%
за възвръщаемост	66,07	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-18 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 изх. № Е-04-24-2 от 18.04.2018 г. е изискана информация от Националния статистически институт (НСИ), относно процента на тяхното изменение през 2017 г., спрямо предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-04-24-2 от 02.05.2018 г. с посочени процентите на изменение, както следва:

– Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2017 г. спрямо предходната календарна година въз основа на данните за изменението на средната работна заплата за 2017 г. от 11,8% е в размер на 12 725 лв., спрямо 11 379 лв. за 2016 г.

– Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2017 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 108,6, т.е. средногодишната инфлация е 8,6%.

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 18.04.2018 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 28.05.2018 г., от което е видно, че средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2017 г. - 31.03.2018 г. спрямо периода 01.04.2016 г. - 31.03.2017 г. е 102,1 на сто, т.е. 2,1%.

С оглед на 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 – 51,61 лв./MWh;

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 – 11,03 лв./MWh;

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 – 116,27 лв./MWh;

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 – 14,44 лв./MWh.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага следните преференциални цени, по които обществения доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**288,74**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	192,82	66,67%
за разходи за амортизации	54,33	18,88%
за възвръщаемост	41,60	14,45%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-24 ОТ 30.06.2015 г.

I. Актуализиране на 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:

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 – 74,03 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 69,54 лв./MWh.

1.2**.** Разходи за работни заплати в размер на:
- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 61,91 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 38,70 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 24,65 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 29,75 лв./MWh.

1.4**.**Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 178,57 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 215,52 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**490,38**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	341,55	69,65%
за разходи за амортизации	84,12	17,15%
за възвръщаемост	64,71	13,20%
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	**453,35**	**100,00%**

за експлоатационните разходи	353,98	78,08%
за разходи за амортизации	56,08	12,37%
за възвръщаемост	43,29	9,55%

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 – 79,42 лв./MWh.

1.2.Разходи за работни заплати, в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 66,42 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 12.65 лв./MWh.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 83.43 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**403,32**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	243,65	60,41%
за разходи за амортизации	90,25	22,38%
за възвръщаемост	69,42	17,21%

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

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 – 105,36 лв./MWh.

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 – 15,53 лв./MWh.

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 – 6,54 лв./MWh.

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 – 48,05 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**348,78**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	171,50	49,19%
за разходи за амортизации	100,35	28,78%
за възвръщаемост	76,81	22,03%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА 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 – 84,50лв./MWh.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 14,93 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 7,28 лв./MWh

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

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 162,67 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW		
Цена, в т.ч.	**388,31**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	264,61	68,14%
за разходи за амортизации	67,60	17,41%
за възвръщаемост	56,10	14,45%

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 – 99,97 лв./MWh.

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 – 38,82 лв./MWh.

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 – 7,03 лв./MWh.

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 – 157,06 лв./MWh.

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.	**451,51**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	300,16	66,48%
за разходи за амортизации	82,62	18,30%
за възвръщаемост	68,73	15,22%

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 – 104,98 лв./MWh.

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 – 48,05 лв./MWh.

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 – 6,54 лв./MWh.

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 – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**350,78**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	167,38	47,70%
за разходи за амортизации	100,35	28,62%
за възвръщаемост	83,05	23,68%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-19 ОТ 28.06.2013 г.

I. Актуализиране на 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, 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 – 48,17 лв./MWh;

– 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 – 51,61 лв./MWh;

– 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 – 44,90 лв./MWh.

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 – 6,64 лв./MWh;

– 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 – 11,03 лв./MWh;

– 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 – 6,20 лв./MWh.

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 – 42,43 лв./MWh;

– 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 – 116,27 лв./MWh.

– 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 – 16,85 лв./MWh;

– 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 – 14,44 лв./MWh;

– 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 – 4,68 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 5 MW		
Цена, в т.ч.	**205,09**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	112,37	54,75%
за разходи за амортизации	50,71	24,75%
за възвръщаемост	42,01	20,50%
ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**291,40**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	192,09	65,83%
за разходи за амортизации	54,33	18,69%
за възвръщаемост	44,97	15,48%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**138,25**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	51,92	37,56%
за разходи за амортизации	47,27	34,19%
за възвръщаемост	39,06	28,25%

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 – 99,97 лв./MWh.

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 – 7,03 лв./MWh.

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 – 157,06 лв./MWh.

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 – 42,90 лв./MWh.

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.	**457,93**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	306,54	66,94%
за разходи за амортизации	82,62	18,04%
за възвръщаемост	68,77	15,02%

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 – 76,61 лв./MWh.

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 – 5,83 лв./MWh.

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 – 130,13 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0.5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 62,11 лв./MWh.

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.	**459,91**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	273,06	59,37%
за разходи за амортизации	102,15	22,21%
за възвръщаемост	84,70	18,42%

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 – 104,98

лв./MWh.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 85,36 лв./MWh.

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 – 6.54 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh(без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**389,12**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	205,72	52,84%
за разходи за амортизации	100,35	25,80%
за възвръщаемост	83,05	21,36%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА 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 – 121,60 лв./MWh.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 41,06 лв./MWh.

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 – 6,43 лв./MWh.

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 – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**359,74**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	176,20	48,97%
за разходи за амортизации	100,35	27,90%
за възвръщаемост	83,19	23,13%

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 – 48,86 лв./MWh.

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 – 6,20 лв./MWh.

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 – 4,68 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh(без ДДС)	%
***централи с инсталирана мощност над 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**149,49**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	55,56	37,17%
за разходи за амортизации	51,43	34,40%
за възвръщаемост	42,50	28,43%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА 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 – 47,96 лв./MWh;

– 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 – 44,62 лв./MWh;

– 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 – 48,86 лв./MWh.

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 – 9,10 лв./MWh;

– 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 – 11,03 лв./MWh;

– 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 – 6,20 лв./MWh.

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 – 58,14 лв./MWh;

– 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 – 116,27 лв./MWh;

– 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 – 16,85 лв./MWh;

– 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 – 14,44 лв./MWh;

– 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 – 4,68 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh(без ДДС)**	**%**
***ЕЦ до 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**234,61**	**100,00%**

за експлоатационните разходи	129,90	55,31%
за разходи за амортизации	50,71	21,64%
за възвръщаемост	54,01	23,05%
ЕЦ до 5* MW, *с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**297,38**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	185,30	62,22%
за разходи за амортизации	54,33	18,32%
за възвръщаемост	57,75	19,47%
***ЕЦ над 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**149,45**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	55,53	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 – 114,05 лв./MWh.

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 – 7,03 лв./MWh.

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 – 158,19 лв./MWh.

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 – 38,82 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ над 0,150 до 1 MW		
Цена, в т.ч.	**436,40**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	320,37	73,41%
за разходи за амортизации	55,73	12,77%
за възвръщаемост	60,30	13,82%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ЦЕНАТА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ,

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

I. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници 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 – 132,54 лв./MWh.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 41,06 лв./MWh.

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 – 6,43 лв./MWh.

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 – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**392,34**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	184,94	47,13%
за разходи за амортизации	100,35	25,58%
за възвръщаемост	107,06	27,29%

II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

В контекста на § 68, ал. 1 и ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от ВИ с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Определянето й за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. налага първо да бъде определена прогнозна пазарна цена за базов товар. 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]

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

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 за календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице голям обем 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[3] са проведени 6 търга с общо изтъргувано количество 2 191 024 MWh.

Дата на провеждане	Цена, лв./MWh	Период на доставка	Товар	Търгувано количество, MW	Търгувано количество, MWh
18.05.2018	74,27	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	19	161 424
11.05.2018	73,59	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
10.05.2018	73,95	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
9.5.2018	74,38	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
4.5.2018	72,76	01.06.2018-14.09.2018 & 25.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	426 000
27.4.2018	73,25	01.06.2018-30.06.2019	Базов товар	40	329 200

Видно от горната таблица, периодите на доставка леко се разминават с регулаторния/ценови период, но от данните за същите може да се направи извод относно очакваните от пазарните участници цени на пазара за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., а именно в диапазона около 72,00 – 75,00 лв./MWh. Те в голяма степен са предопределени от цените на фючърсните сделки на HUDEX[4], които достигат нива от около 45 – 47 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 50 €/MWh. След търга от 18.05.2018 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД предложи отново електрическа енергия при съпоставима цена, но не успя да я реализира, което е ясен индикатор за намаленото търсене на предлагания продукт при тези ценови нива.

Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 8 €/MWh, които включват цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 4,73 €/MWh, разходи за капацитети на сръбската граница – около 3 €/MWh и печалба.

Ръстът на цените на унгарската борса е движен от повишаването на цените на фючърсите на EEX[5] (European Energy Exchange), които към настоящия момент бележат ръст с около 48% спрямо май 2017 г., достигайки 40 €/MWh. 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

[2] https://www.hupx.hu
[3] http://www.ibex.bg
[4] https://hudex.hu
[5] http://www.eex.com

електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO2 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. Необичайните климатични условия, довели до голямо търсене през януари и февруари 2017 г. обусловиха значителен ръст на цените на енергията, което доведе до сериозни загуби на доставчиците, като в Румъния част от най-големите търговци обявиха фалит. Това до голяма степен предопредели поведението на доставчиците за четвъртото тримесечие на 2017 г. и първото такова на 2018 г., за които те се презапасяваха с електрическа енергия, което доведе до скок в цените на фючърсите за доставка през 2018 г. Меката зима и съответно по-ниското потребление през първото тримесечие на 2018 г. обаче доведоха до увеличено предлагане и срив на цените на спот пазарите. 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. В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват долните нива на фючърсните сделки.

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 допълнително около 2 000 000 MWh електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от ВЕИ, поради изчерпване на определеното им нетно специфично производство, показва, че тогава се увеличава спредът пик-офпик, което води до леко 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;

– Цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа за следващия ценови период са увеличени с 1,00 лв./MWh, което ще окаже натиск за намаляване със същата стойност върху пазарната цена на електрическата енергия предназначена за износ;

– 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 2018 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е определена в размер на 70,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2017 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 2017 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2017 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент. Резултатите от извършените симулации 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) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	1,12832
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**78,98 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) и „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ „Ветроком“) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,74 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,95803
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**67,06 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	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	75,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,98537
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**68,98 лв./MWh**

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:
Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	76,82 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,99813
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**69,87 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г. прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 78,98 лв./MWh;

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 67,06 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 68,98 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 69,87 лв./MWh.

III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕМИИ ПО §68, АЛ. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г.

Предвид определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена, за енергийни обекти с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW и определената за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 144,11 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 109,70 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 102,20 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 184,50 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 43,50 лв./MWh при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 121,23 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 105,89 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 81,52 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 620,13 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 актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:

2.1. Премия в размер на 153,85 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 117,89 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 110,06 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 196,07 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 43,12 лв./MWh при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 123,94 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 106,00 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 70,00 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 406,62 лв./MWh при преференциална цена – 485,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW;

2.10. Премия в размер на 164,74 лв./MWh при преференциална цена – 234,61 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;

2.11. Премия в размер на 227,51 лв./MWh при преференциална цена – 297,38 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;

2.12. Премия в размер на 79,58 лв./MWh при преференциална цена – 149,45 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 322,47 лв./MWh при преференциална цена – 392,34 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл;

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

4.1. Премия в размер на 124,37 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 93,71 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 87,03 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 160,35 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 29,17 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

4.6. Премия в размер на 37,37 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 158,07 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 157,28 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 79,62 лв./MWh при преференциална цена – 149,49 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 289,87 лв./MWh при преференциална цена – 359,74 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 92,39 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 90,87 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 актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

6.1. Премия в размер на 124,40 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 173,32 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 93,73 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 87,06 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 160,37 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 29,17 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 38,10 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 97,31 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 81,22 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 135,22 лв./MWh при преференциална цена – 205,09 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 221,53 лв./MWh при преференциална цена – 291,40 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 68,38 лв./MWh при преференциална цена – 138,25 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 319,25 лв./MWh при преференциална цена – 389,12 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 актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

7.1. Премия в размер на 120,33 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 167,94 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 90,16 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 83,38 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 155,39 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 24,71 лв./MWh при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

7.7. Премия в размер на 28,49 лв./MWh при преференциална цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW;

7.8. Премия в размер на 16,10 лв./MWh при преференциална цена – 83,16 лв./MWh, без ДДС, за ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

7.9. Премия в размер на 55,05 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 52,38 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 318,44 лв./MWh при преференциална цена – 388,31 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 280,91 лв./MWh при преференциална цена – 350,78 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 278,91 лв./MWh при преференциална цена – 348,78 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 определена цена по Решение № Ц-5 от 20.02.2015 г. на КЕВР в размер на 43,50 лв./MWh при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за електрическа енергия, произведена от съществуващи водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, по смисъла на § 3, ал. 1, т. 1 от ПЗР на Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата (отм.).

10. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г.

на КЕВР в размер на 218,87 лв./MWh при преференциална цена – 288,74 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.

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

11.1. Премия в размер на 81,65 лв./MWh при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

11.2. Премия в размер на 65,65 лв./MWh при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

12. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР в размер на 55,44 лв./MWh при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

Изказвания по т.1.:

Докладва В. Баросов. Основните възражения, които са постъпили са следните:

С вх. № Е-04-00-52 от 06.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от Асоциация на производителите на екологична енергия. Основните възражения на Асоциацията са относно нивото на инвестиционни разходи, нивото на експлоатационни разходи и годишните работни часове. Следващото постъпило възражение е от Българска фотоволтаична асоциация: с вх. № Е-04-23-4 от 11.06.2018 г. Основните възражения в него са също за нивото на инвестиционните разходи, нивото на експлоатационните разходи и нивото на пълните ефективни годишни часове.

И. Иванов каза, че няма нужда да се четат входящите номера.

В. Баросов каза, че основните възражения са относно нивото на инвестиционните разходи, ниво на експлоатационни разходи и нетно специфично производство. Основните възражения на Българска фотоволтаична асоциация и екологичните асоциации не са приети от работната група. Това е мотивирано в самия доклад. Основното е, че промененото през 2016 г. ниво на инвестиционните разходи е значително. Това се вижда от доклада на Fraunhofer, допълнен и от анализ, който показва направените търгове през септември – април 2017 – 2018 г. и през март – септември 2017 г. Вижда се значително намаление на енергията, която е предложена като производство. Нивото през месец април 2018 г. е вече 43 евро/МВтч. Именно тази прогноза и това отражение, макар и на търговете, се отразява на инвестициите на фотоволтаичните електрически централи. Другото основно възражение е относно нетното специфичното производство и пълните ефективни часове за които има доста големи дебати какво да бъде нивото. Основното остава, че те са мотивирани в доклада. Работната група ползва официален източник. Като мотив са допълнени изследванията, които са на Българска академия на науките относно радиацията в България и конкретно в град Варна. Тази радиация е определена от четири независима източника като PVGIS (Фотоволтаична географска информационна система, NACA, METEONORM и БАН. От тях се вижда, че определената слънчева радиация е доста различна от всички тези водещи организации. Независимо от всичко тя е между 1300 – 1600 киловатчаса годишно. В този диапазон са и годишните ефективни часове. Тази слънчева радиация през ефективността на панелите достига приблизително нетното специфично производство. Това нещо е отбелязано в мотивите. Относно енергията от дървесни отпадъци. Възраженията на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД са във всички посоки, включително не само относно отражението на индекса на изменение на цената на суровината, което впоследствие е направено, но възраженията са към всички ценообразуващи елементи. Прави се актуализация на цената и изменението на ценовия индекс е получено от Министерство на земеделието. Това е записано в мотивите и тази цена е актуализирана.

П. Младеновски допълни, че е има много възражения относно прогнозната пазарна цена. В този им вид възраженията са получени в Комисията като копия до КЕВР относно промените в закона, след това относно Наредбата, а сега и за самото ценово решение. Те са абсолютно същите и са допълнени единствено с това, че повечето ВЕИ производители смятат, че определената им прогнозна пазарна цена е твърде висока. Отговорено им е мотивирано. П. Младеновски допълни, че проектът на решение е изготвен от работната група доста късно. Допуснат е един пропуск и на членовете на работната група е раздадено допълнението, което трябва да се впише: *„Да се актуализира преференциалната цена на електрическа енергия, произведена от биомаса, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.“*. Това е в мотивите на стр. 24 от решението. На стр. 42 от решението се допълва т.7.11: *„премия в размер на 318,44 лв./МВтч при преференциална цена от 388,31 лв./МВтч без ДДС за електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 до 5 МВтч., работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции“*. В диспозитива на стр. 44 от решението се допълва т. 6: *„Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 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 – 388,31 лв./MWh. Определя премия за тази цена в размер на 318,44/ MWh без ДДС“*. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 68, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да вземе решение, както е подробно разписано в представения проект.

И. Иванов каза, че решението действително е на почти девет страници. То е представено на всеки един от членовете на Комисията в раздадените материали.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари относно проекта на решение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 68, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г.,

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2018 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 - 242,13 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 302 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 - 205,99 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 302 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 - 288,74 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 218,87 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 - 490,38 лв./MWh.

2. Електрически централи с инсталирана мощност от 500 kW до 1500 kW - 453,35 лв./MWh.

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 - 403, 32 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 - 348,78 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 278,91 лв./MWh, без ДДС.

VI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34 - 388,31 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 318,44 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 - 451,51 лв./MWh.

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 - 350,78 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 280,91 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 – 205,09 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 135,22 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 – 291,40 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 221,53 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 - 138,25 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 68,38 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 - 457,93 лв./MWh.

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 - 459,91 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 - 389,12 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 319,25 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 - 359,74 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 289,87 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 - 149,49 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 79,62 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 – 234,61 лв./MWh и определя

премия за тази цена в размер на: 164,74 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 - 297,38 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 227,51 лв./MWh, без ДДС.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност над 5 MW - 149,45 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 79,58 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 - 436,40 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 - 392,34 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 322,47 лв./MWh, без ДДС.

XVIII. Определя премии за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 144,11 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 109,70 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 102,20 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 184,50 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 43,50 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 121,23 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 105,89 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 81,52 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 620,13 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 153,85 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 117,89 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 110,06 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 196,07 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 43,12 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 123,94 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 106,00 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 70,00 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 406,62 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 124,37 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 93,71 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 87,03 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 160,35 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 29,17 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

3.6. Премия в размер на 37,37 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 158,07 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 157,28 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 92,39 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 90,87 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 124,40 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 173,32 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 93,73 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 87,06 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 160,37 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 29,17 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

5.7. Премия в размер на 38,10 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 97,31 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 81,22 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 120,33 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 167,94 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 90,16 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 83,38 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 155,39 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 24,71 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 28,49 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. Премия в размер на 16,10 лв./MWh, без ДДС, 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 55,05 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 52,38 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 131,36 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

7. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-5 от 20.02.2015 г. на КЕВР:в размер на 43,50 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за електрическа енергия, произведена от съществуващи водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, по смисъла на § 3, ал. 1, т. 1 от ПЗР на Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата (отм.).

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

8.1. Премия в размер на 81,65 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

8.2. Премия в размер на 65,65 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

9. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР в размер на 55,44 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

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

Решението е взето 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.

С. Тодорова гласува **„против“**.

С. Тодорова каза, че гласува „против“, защото в проекта на решение не е отразено това, което е прието на първото закрито заседание – да се опише начинът на получаване на нормата на възвръщаемост.

И. Иванов каза, че след проведеното гласуване решението е прието.

По т.2. Комисията, като разгледа преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-01-4 от 02.04.2018 г. за утвърждаване на цена на електрическа енергия и заявление с вх. № Е-14-01-5 от 02.04.2018 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадени от „Топлофикация София“ ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-49-2 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-04-3 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Плевен“ ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-13-4 от 02.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Бургас“ ЕАД, преписка, образувана по заявления с вх. № Е-14-53-3 от 05.04.2018 г. и № Е-14-53-4 от 05.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадени от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-06-2 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цена на електрическа енергия и заявление с вх. № Е-14-06-3 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадени от „Топлофикация-Враца“ ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-05-3 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-ВТ“ АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-16-2 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадени от „Топлофикация Разград“ ЕАД, преписка, образувана по 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, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-15-57-8 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-09-5 от 02.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Русе“ ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-03-3 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и с вх. № Е-14-03-4 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цена на електрическа енергия, подадени от „Топлофикация - Перник“ АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-07-4 от 02.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Сливен“ ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-11-4 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Габрово“ ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-24-4 от 02.04.2018 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-68-3 от 04.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Когрийн“ ООД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-70-1 от 24.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел“ АД за ТЕЦ „Оранжериен комплекс 500 дка“ (с. Мокрище и с. Звъничево, обл. Пазарджик), преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-70-2 от 24.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел“ АД за ТЕЦ „Оранжериен комплекс 200 дка“ (с. Братаница, обл. Пазарджик), преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-73-1 от 18.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за ТЕЦ „Оранжерия Левски“, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-76-1 от

03.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Инертстрой - Калето“ АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-62-1 от 02.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „З-Пауър“ ООД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-59-3 от 02.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от ЧЗП „Румяна Величкова“, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-58-1 от 11.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Алт Ко“ АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-31-1 от 02.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Брикел“ ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-78-2 от 03.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Солвей Соди“ АД, преписка, образувана по 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, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-16-1 от 29.03.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Декотекс“ АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-57-2 от 04.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Зебра“ АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-77-1 от 04.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Белла България“ АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-63-3 от 05.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-69-1 от 09.05.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Овердрайв“ АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-65-2 от 02.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „МБАЛ – Търговище“ АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-75-1 от 05.04.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-74-1 от 29.03.2018 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Петров дол“ ООД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-41-6 от 16.04.2018 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Биовет“ АД, доклад с вх. № Е-Дк-471 от 18.05.2018 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 31.05.2018 г. открито заседание и на 07.06.2018 г. обществено обсъждане, установи следното:

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ (нова – ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 8.05.2018 г.) Комисията определя ежегодно премии за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ (нов – ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 01.07.2018 г.) премиите се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. За тези производители съгласно чл. 33, ал. 2 от

ЗЕ, Комисията определя преференциални цени, във връзка с определяне на премията.

По силата на изменената алинея първа от чл. 36б от ЗЕ, която влиза в сила от 01.07.2018 г., фонд „Сигурност на енергийната 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.

Във връзка с горното на 01.07.2018 г. следва да са налице всички предпоставки, въз основа на които ФСЕС да изпълнява задължението си по чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ, а именно да събира и разпределя средствата от цената за задължения към обществото, в която се включват и разходите, произтичащи от задължението за изкупуване на електрическа енергия на преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и задължението за предоставяне на премия на производители по чл. 162 а от ЗЕ.

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

Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ). Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия съобразно изискванията на ЗЕ, наредбите по приложението му и указанията, дадени от Комисията относно образуването на цените.

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

С решение по Протокол № 28 от 21.02.2012 г. Комисията е приела прилагането на метод „норма на възвръщаемост на капитала“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“. В тази връзка на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ са разработени Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 95 от 25.05.2015 г., т. 8 на КЕВР. Във връзка с приетите от Народното събрание промени в ЗЕ (ДВ, бр. 38 от 2018 г.), с които по нов начин се уреждат обществените отношения, свързани с изкупуването на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е извършена актуализация на Указанията, като с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР са приети Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“ (Указания-НВ).

Правилата на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“

се съдържат в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и НРЦЕЕ.

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

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

След извършен регулаторен преглед, считано от 01.07.2017 г., с Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. Комисията е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ на 32 дружества от сектор „Топлоенергетика“. Със същото решение са утвърдени цени за присъединяване към топлопреносната мрежа на „Топлофикация София“ ЕАД.

Със следните решения Комисията е утвърдила цени на енергия за нов регулаторен период на три дружества при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, както следва:

- Решение № Ц-4 от 28.02.2018 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия, произведена от „Коген Загоре“ ЕООД, считано от 01.03.2018 г.
- Решение № Ц-12 от 27.06.2017 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия и определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство на „Солвей Соди“ АД от датата на вписване в търговския регистър на вливането на „Девен“ АД.
- Решение № Ц-27 от 31.10.2017 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия и определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, считано от 01.11.2017 г.

С Решение № Ц-39 от 29.12.2017 г. Комисията е изменила преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия на „Топлофикация Русе“ ЕАД, считано от 01.01.2018 г.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ с писмо на Комисията с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на 36 дружества от сектор „Топлоенергетика“ е указано до 01.04.2018 г. да подадат заявления в КЕВР за утвърждаване на цените на енергия, като представят:

I. Отчетни данни, в т.ч.:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. (Приложение № 3);
2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия (Приложение № 3);
3. Отчетна информация за 2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;
4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разработена

във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh в т.ч.:

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

6. Цените на горивата да бъдат изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложения № 2 и 5);

**За ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2017 г. – 31.03.2018 г. и прогноза за периода 01.04.2018 г. – 30.06.2018 г.*

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2016 г., 2017 г. и ценовия период 01.07.2017-30.06.2018 г., съгласно приложена справка (Приложения № 4 и 6);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2017 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството;

В приложената информация към годишния финансов отчет е изискано да бъдат представени допълнителни 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. На основание чл. 37, ал. 3 от ЗЕ енергийните предприятия, които подлежат на независим финансов одит, следва да представят на Комисията одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделна счетоводна отчетност.

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

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

11. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW.

II. Прогнозни данни:

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

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh в т.ч.:

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

3. За следващия регулаторен период стойността на дълготрайните активи, пряко свързани с регулираната дейност, заложена в регулаторната база на активите, е към

31.12.2017 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 2018 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. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

1. Структура на капитала към 31.12.2017 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 01.03.2018 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. Примерна стойност на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - определената от КЕВР за съответното дружество, считано от 01.04.2018 г.

С оглед осъществяване на правомощията на КЕВР по ценовото регулиране, произтичащи от ЗЕ и подзаконовите актове по прилагането му и във връзка с подадените от дружествата от сектор „Топлоенергетика“ заявления за утвърждаване на цени на енергия, работната група, създадена със Заповед № З-Е-37 от 05.04.2018 г. на Председателя на КЕВР, извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ, изпращане на писмени уведомления до заявителите за отстраняване на констатираните нередности и за представяне на информацията, необходима за преценка на исканията. След представяне от заявителите на необходимата информация е извършено проучване на данните и документите, съдържащи се в заявленията и приложенията към тях.

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

Конкретните задачи на регулаторния преглед са, както следва:

1. Да се съпоставят и сравнят утвърдените прогнозни технико-икономически параметри, за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 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 2017 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-471 от 18.05.2018 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 01.07.2018 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 2017 г., през отчетния ценови период 01.07.2017 – 30.06.2018 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 25 г. за активите в преноса на топлинна енергия. Извършените инвестиции през регулаторния период се приема, че влизат в експлоатация по средата на периода, при което техните амортизации ще влязат в цените през следващия ценови период, изчислени с амортизационна норма съгласно Указания-НВ;

1.2. При разходите за ремонт са взети предвид мотивираните обосновки на дружествата за включените обекти и съоръжения със съответните стойности, отчетните разходи през 2017 г., както и възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в позицията разходи с инвестиционен характер. Аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходни документи. В общия случай, при пропуски в изискванията за обосновка, разходът за ремонт е коригиран до

отчетената стойност през 2017 година;

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 2017 г. в отрасъл „Енергетика“, която е в размер на 1 769 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 2017 година;

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. Признатата стойност на активите, които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности, е балансовата им стойност към 31.12.2017 г. 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 **3,91%**, на основата на данни на БНБ към 31.12.2017 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 2017 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 2017 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 2017 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, 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 2017 г., периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., включени в цените за изминалия ценови период, сравнителни анализи, при използване на данни от националната и международната практика, както и данни от митнически декларации за внос с отчитане на специфичните условия на всяка централа по доставката им. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включват разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата, в резултат на извършен бенчмарк анализ и/или митнически декларации, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период. Борсовите стойности служат за отчитане на реалните тенденции, поради факта, че доставки за българския пазар реално не се извършват от конкретна борса, поради значително оскъпяване от транспортните разходи. 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. В общия случай цената на основното гориво е коригирана до отчетената стойност през 2017 година, с отчитане на съответната калоричност.

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-8 от 29.06.2018 г. на „Булгаргаз“ ЕАД цена на природния газ в размер на **400,95 лв./knm^3** 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 70,65 лв./MWh.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO_2) за производство на електрическа енергия са в съответствие с изискванията на глава втора раздел I от Указания-НВ, като от верифицираните емисии през 2017 г., съгласно годишния доклад на МОСВ се извадят безплатните квоти, във връзка с модернизацията на подходите за производство на електрическа енергия по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) и съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ. Разходите на дружества за емисии въглероден диоксид (CO_2), закупени при по-ниска цена от приетата за регулаторни цели се приемат по отчетни данни. За целите на ценообразуването е приета цена на CO_2 квоти в размер **на 8,91 евро/t** CO_2, която е изчислена по следния начин:

Във връзка с определяне на прогнозната цена на разходите за емисии CO_2 е извършен анализ на постигнатата среднопретеглена цена на квотите на EEX (European Energy Exchange) за базисната 2017 г. в размер на 5,79 евро/t, както и динамиката на цените през първото тримесечие на 2018 г. През изминалата година ценовите нива на пазара са в диапазона от 4 евро/t до 8 евро/t, като на последния за 2017 г. търг постигната цена е в размер на 7,07 евро/t. През първото тримесечие на 2018 г. се наблюдава значително повишение на цените на пазара, които варират от 7,79 евро/t до 12,37 евро/t, като среднопретеглената им стойност е в размер на 9,69 евро/t.

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и ръстът в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014 година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Понижаването на котировките на въглищата също допринесе за повишено търсене на емисии CO_2. В годишен аспект обаче, ако се използват историческите данни относно волатилността на цените се очаква, те да са в диапазона 8,40 евро/t – 13,60 евро/t. Предвид факта, че дружествата следва активно да управляват процеса по закупуване на емисии CO_2, купувайки през месеците с най-ниски цени, за да минимизират разходите си е икономически обосновано в променливите разходи на дружествата да се включат разходи, съответстващи на ниските нива на прогнозите. Пример за активно управление на разходите за CO_2 са „Ей и Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД, които предвиждат за периода 01.07.2018-30.06.2019 г. средно претеглена цена на пазара на квоти в размер на 8,91 евро/t.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално закупените количества от дружествата за 2017 г. се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите от 8,91 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 (в редакцията от ДВ, бр. 52 от 2018 г.), 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 – **0,37;**

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, изчислена като средна за 2017 г. от решенията на Комисията за издадените сертификати за произход на енергията и коригирана със загубите по електрическата мрежа и влиянието на климатичните условия.**

Стойностите на електрическата ефективност за производство на електрическа енергия за тези дружества са както следва:

1. „Брикел“ ЕАД – 0,3927
2. „Солвей Соди“ АД – 0,3805
3. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД – 0,3792

4. „Когрийн“ ООД – 0,4946
5. „Алт Ко“ АД – 0,4691
6. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД – 0,4945
7. „Овергаз мрежи“ АД – 0,4682
8. „Зебра“ АД – 0,49
9. „Овердрайв“ АД – 0,4708
10. „Декотекс“ АД – 0,4889
11. „Димитър Маджаров-2“ ЕООД – 0,4543
12. ЧЗП „Румяна Величкова“ – 0,4952
13. „Белла България“ АД – 0,4910
14. „МБАЛ-Търговище“ АД – 0,4566
15. „З-Пауър“ ООД - 0,4959
16. „Оранжерии Гимел“ АД – 200 дка – 0,4914
17. „Оранжерии Гимел“ АД – 500 дка – 0,4919
18. „Инертстрой-Калето“ АД – 0,4932
19. УМБАЛ „проф. д.р Стоян Киркович“АД – 0,4689
20. „Оранжерии Петров дол“ ООД – 0,4863

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), 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 за календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице голям обем 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.

[6] https://www.opcom.ro
[7] https://www.hupx.hu

На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД[8] са проведени 6 търга с общо изтъргувано количество 2 191 024 MWh.

Дата на провеждане	Цена, лв./MWh	Период на доставка	Товар	Търгувано количество, MW	Търгувано количество, MWh
18.05.2018	74,27	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	19	161 424
11.05.2018	73,59	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
10.05.2018	73,95	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
9.5.2018	74,38	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
4.5.2018	72,76	01.06.2018-14.09.2018 & 25.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	426 000
27.4.2018	73,25	01.06.2018-30.06.2019	Базов товар	40	329 200

Независимо, че периодите на доставка в горната таблица предхождат регулаторния/ценови период, от данните за същите може да се направи извод относно очакваните от пазарните участници цени на пазара за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., а именно в диапазона около 72 – 75 лв./MWh. Те в голяма степен са предопределени от цените на фючърсните сделки на HUDEX[9], които достигат нива от около 45 – 47 евро/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 50 евро/MWh. След търга от 18.05.2018 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е направило ново предложение за електрическа енергия при съпоставима цена, но не е успяло да я реализира, което е ясен индикатор за намаленото търсене на предлагания продукт при тези ценови нива.

Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 8 евро/MWh, които включват цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 4,73 евро/MWh, разходи за капацитети на сръбската граница – около 3 евро/MWh и печалба.

Ръстът на цените на унгарската борса е движен от повишаването на цените на фючърсите на EEX[10] (European Energy Exchange), които към настоящия момент бележат ръст с около 48% спрямо май 2017 г., достигайки 40 евро/MWh. 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 води 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. Необичайните климатични условия, довели до голямо търсене през януари и февруари 2017 г.,

[8] http://www.ibex.bg
[9] https://hudex.hu
[10] http://www.eex.com

обусловиха значителен ръст на цените на енергията, което доведе до сериозни загуби на доставчиците, като в Румъния част от най-големите търговци обявиха фалит. Това до голяма степен предопредели поведението на доставчиците за четвъртото тримесечие на 2017 г. и първото такова на 2018 г., за които те се презапасяваха с електрическа енергия, което доведе до скок в цените на фючърсите за доставка през 2018 г. Меката зима и съответно по-ниското потребление през първото тримесечие на 2018 г., обаче доведоха до увеличено предлагане и срив на цените на спот пазарите. 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. В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват долните нива на фючърсните сделки.

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 допълнително около 2 000 000 MWh електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници (ВИ). Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от ВИ, поради изчерпване на определеното им нетно специфично производство, показва, че тогава се увеличава спредът пик-офпик, което води до леко 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;

– Цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа за следващия ценови период са увеличени с 1 лв./MWh, което ще окаже натиск за намаляване със същата стойност върху пазарната цена на електрическата енергия, предназначена за износ;

– 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 2018 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е определена в размер на 70,00 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 груповия коефициент за топлофикационните дружества е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. от

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 г. за почасовите графици на същите. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара „ден напред“ за календарната 2017 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 е определен групов коефициент, отразяващ отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „ден напред“ за 2017 г. и постигнатата среднопретеглена цена от топлофикационните дружества на пазара „ден напред“ за 2017 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, са както следва:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД (чрез ТЕЦ „София Изток“), „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,68 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	1,00924
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**70,65 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 70,65 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 31.05.2018 г. и на 07.06.2018 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 01.07.2018 г.

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

На общественото обсъждане, на основание чл. 14, ал. 2 от ЗЕ, в качеството на заинтересовани лица, са били 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, Българска стопанска камара, Асоциация на топлофикационните дружества в България, 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, 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, Българска стопанска камара, Асоциация на топлофикационните дружества в България, Федерация на потребителите в България, БНА „Активни потребители“, Комисия за защита на потребителите, Национална федерация на енергетиците и Независима синдикална федерация на енергетиците в България не изпращат свои представители.

На общественото обсъждане са присъствали: г-н Георги Христов – представител на Гражданско движение „ДНЕС“, г-жа Цветанка Илиева – клиент на „Топлофикация София“ ЕАД, г-н Чавдар Янев – гражданин, г-н Спас Ригов – гражданин, г-н Огнян Винаров – Граждански контрол, ДЕН и г-н Йордан Василев – изпълнителен директор на „Топлофикация Плевен“ ЕАД.

Съгласно изискванията на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ на заинтересованите лица е бил 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 Сливен“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация Перник“ АД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Разград“ ЕАД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ 200 дка, „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ 500 дка, „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, „Овергаз Мрежи“ АД, „МБАЛ - Търговище“ АД, „Топлофикация ВТ“ АД, „Топлофикация Плевен“ ЕАД, „Топлофикация Габрово“ ЕАД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД, Гражданско движение „ДНЕС“, както и от г-н Огнян Винаров, от г-жа Цветанка Илиева, г-н Чавдар Янев и г-н Спас Ригов.

I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ И ПРЕМИИ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА“:

1. „Топлофикация София“ ЕАД

С писма с вх. № Е-14-01-4 от 02.04.2018 г. и № Е-14-01-5 от 02.04.2018 г. „Топлофикация София“ ЕАД е подало заявления за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към които 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 КЕВР. Към заявленията не са приложени справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО.

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

1. Преференциална цена на електрическа енергия от ВЕКП – 156,10 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуална цена – 118,10 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 38 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 83,22 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 80,72 лв./MWh;
4. Цена на топлинна енергия за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 80,72 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на

горивата:

- цена на природен газ - 389,36 лв./knm^3;
- цена на мазут – 546,08 лв./t;
- цена на газьол – 1 555,06 лв./t.

Дружеството е представило следните обосновки на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2017 г. и за ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

<u>Отчетни данни:</u>

➢ ***Производство на топлинна енергия***

Производствената програма на компанията за 2017 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, консумирана от клиентите (тази за разпределение), е в размер на 3 846 851 MWh и е с 2% по-малко спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2017 г. технологичните разходи по преноса са увеличени спрямо планираните и възлизат на 889 295 MWh, като увеличението от около 3% се дължи на по-големия брой пробиви по топлопреносната мрежа.

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса. През отчетната 2017 г. в „Топлофикация София“ ЕАД са произведени 4 814 648 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 1,2% по-малко от планираното. Причина за по-ниското производство и съответно продажба на топлинна енергия се дължи основно на планираните по-високи изчислителни денградуси за гр. София.

➢ ***Производство на електрическа енергия***

През 2017 г. са произведени 738 522 MWh електрическа енергия, което е с 21% по-малко от прогнозираните и се дължи на следните аварийни ремонти:

- *спиране в ТР „София Изток“ за периода 09.05. – 15.05.2017 г. – изолиране и подготовка за ремонт на участъци от топлопреносната мрежа, извършване на ремонти на съоръженията в топлоизточника;*
- *спиране на ТР „София“ за периода 06.06. – 26.06.2017 г. за извършване на ремонти по съоръженията в топлоизточника и топлопреносната мрежа;*
- *спиране на енергийната част на ТЕЦ „София“ за периода 15.08. – 02.09.2017 г. – ремонт на трансформатор № 8 и обследване на главен паропровод на ПГ № 9;*
- *спиране на електрогенериращите мощности в ТЕЦ „София Изток“ за периода 30.08. – 02.10.2017 г. – реконструкция на тръбопроводи в топлоизточника свързано с присъединяване на новите ТГ 3 и 4 и ремонт на участъци от топлопреносната мрежа;*
- *ремонт на ТГ 9 в ТЕЦ „София“, подмяна на четков апарат за периода 13.03 – 02.12.2017 г.*

➢ ***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 2017-2018 г.

<u>Прогнозни данни:</u>

<u>Продажба на топлинна енергия</u>

При определяне прогнозните количества на продажбите са анализирани климатичните фактори и тенденциите на пазара на топлинна енергия по отношение на: брой консуматори, присъединен топлинен товар, потребление на топлинна енергия за отопление и битово горещо водоснабдяване, поведение на клиентите. Взети са предвид и необходимите дейности за ремонт и инвестиции, които се отразяват на възможността за работа на основните съоръжения за производство и пренос на енергия.

Прогнозните продажби на топлинна енергия са в размер на 3 850 815 MWh и са с около 0,1 % по-големи от базовата 2017 г., като са обусловени от следните предпоставки:

- ***климатичен фактор** – избрани са денградуси средни за последните 10-12 години, с оглед отчитане на изменения в климата в по-голяма степен. Денградусите през базовата 2017 г. са 2 655. Това е с около 8,45% 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 175 дни, което е средна стойност за последните 10 години.*

<u>Производствена програма за периода 01.07.2018 г. ÷ м. 30.06.2019 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 за производство количество топлинна енергия през новия ценови период е в размер на 4 790 660 MWh, което е с 0,5% по-малко от произведеното през базовата година, обусловено в най-голяма степен от климатичния фактор и следните предпоставки:

- ***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 18,03%, при относителен дял през базовата година 18,78%. Прогнозираното намаление на относителния дял е около 0,75%, което е на равнището на базовата година.*

Запазен е делът на загубите в 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 им, а все повече небитовите клиенти предприемат мерки по подмяна на старите си абонатни станции. 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:

- 190 034 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа.

- 616 469 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.

- 39 902 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

- ***собствени нужди на инсталациите за производство** – прогнозираните собствени нужди са в размер на 93 439 MWh, което представлява около 2% от общото производство. Относителният им дял е запазен спрямо базовата година.*

Делът на собствените нужди е запазен, а на технологичните разходи при преноса е намален за сметка на продажбите.

През новия ценови период, в сравнение с базовата година, е планирано увеличение на продажбите с около 0,1%, при увеличение с около 0,5% на производството. Най-голяма роля за промяната на продажбите има климатичният фактор.

Производство и продажба на електрическа енергия

За новия ценови период са планирани 1 021 000 MWh, които ще бъдат изцяло произведени по високоефективен комбиниран начин, в съответствие с наредба № РД-16-267 от 19.03.2008 г., което е 9% повече спрямо планираните за ценови период 2017-2018

г. в размер на 932 700 MWh.

Предвижда се увеличение на произведеното количество електрическа енергия в съответствие с планираното въвеждане в експлоатация през месец ноември 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 в размер на 190 250 MWh спрямо планираните за предходния ценови период 185 790 MWh, но в процентно съотношение са намалени с 1% от общото производство.

Планираната за реализация енергия е 830 750 MWh, което представлява увеличение с 10% спрямо прогнозираната за продажба през предходния ценови период в размер на 746 910 MWh.

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 горивото за производство през новия ценови период възлиза на 711 573 knm^3 природен газ и 74 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.

Енергийна ефективност

Общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 82,4% която е с около 1,8% по-ниско спрямо постигнатата през базовата година.

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 – 130,80 kg/MWh, формиран за компанията и брутен специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 200,20 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 2017 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 планирано с около 3000 MWh по-ниско от това през базовата година, но е запазено на нивото на средната консумация за петгодишен период. Основната причина е, че планирането е направено на база нормален като продължителност отоплителен сезон, а също така се предвижда спиране на ТЕЦ „София изток“ и ТЕЦ „София“ през летния сезон.

2. Признати годишни разходи за дейността за регулаторния период от 01.07.2018 г.

2.1. Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период от 2018 - 2019 г. е 110 210 хил. лв. или със 7% повече спрямо отчетените през 2017 г. Дадена е подробна информация за основните разходи и обосновка на факторите, водещи до увеличението им.

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 амортизации за новия ценови период са планирани в съответствие със счетоводния амортизационен план на дружеството и са на нивото на отчета за 2017 г. в размер на 31 087 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а 5 000 хил. лв. са отнесени общо за двата продукта, формирани от амортизационните отчисления на активите за комбинирано производство. При планирането са спазени разпоредбите на т.31.1., б. „б“) от Указания-НВ, като в стойността не са включени амортизационни отчисления на активите от инвестиционната програма на дружеството, които предстои да бъдат въведени в експлоатация новия ценови период.

- ***Разходи за ремонт***

Планирането на разходите за ремонти за периода 2018 - 2019 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 9 919 хил. лв. и формират 2,3% от признатите годишни разходи за ценови период 2018 – 2019 г. Стойността е определена съгласно утвърдената от собственика ремонтна програма на „Топлофикация София“ ЕАД за 2018 г. и включва предвидените ремонтни дейности на съоръжения в топлоизточниците, топлопреносната мрежа, сгради и съоръжения, обслужващи лицензионните дейности. В разходите за ремонт не са включени разходи с инвестиционен характер. Общо предвидените средства за ремонт в производството са в размер на 5 119 хил. лв., разпределени както следва:

- *2 465 хил. лв. са предвидените разходи за ремонт, отнесени към топлинната енергия. Те включват ремонтите в централите, произвеждащи само топлинна енергия, на стойност 1 402 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 1 063 хил. лв.;*
- *разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, са на стойност 350 хил. лв., 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 2 304 хил. лв., получени спрямо дела на ДМА за комбинирано производство;*
- *Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност 4 800 хил. лв. Средствата са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и АС 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 топлопреносната мрежа; ремонт на АС; ремонт КИП и А на АС; ремонт на топломери, водомери и терминали; ремонт на съоръжения на помпени станции и др.

- ***Разходи за заплати и възнаграждения***

За ценови период 2018 – 2019 г. дружеството предвижда разходи за заплати и възнаграждения на стойност 34 656 хил. лв., което представлява увеличение спрямо отчета за 2017 г. със 7,3%. Относителният им дял в условно постоянните разходи се запазва на нивото от 2017 г. и е в размер на 31%. Предвиденото увеличение е в резултат на извършената индексация на минималните работни заплати в дружеството до ръста на увеличението за страната от месец януари 2018 г. с 10,9% и увеличение на останалите работни заплати с 5% при спазване на браншовия КТД и индивидуалния КТД на дружеството. Въпреки предвиденото увеличение, средната работна заплата на дружеството остава значително по-ниска от средната заплата в сектор „Енергетика“.

- ***Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ***

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 17 532 хил. лв., което представлява минимално увеличение от 1,2% спрямо 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 2017 г., като общото завишение се дължи на следните позиции:

- Експертни и одиторски разходи са завишени спрямо 2017 г. с 33 хил. лв. Предвиденото увеличение е във връзка с план за преоценка на ДМА съгласно изискванията на счетоводната политика на дружеството.

- Разходите за служебни карти и пътувания са завишени спрямо базисната година с 87 хил. лв., поради сключени в началото на 2018 г. нови договори за извозване на работници от централите и договор за служебни карти за пътувания с „Център за градска мобилност“ ЕАД.

Променливи разходи

Променливите разходи на дружеството за периода 2018 - 2019 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и от цените на горивата за производство и останалите суровини. Общият размер на променливите разходи е 322 202 хил. лв., като завишението спрямо отчета за 2017 г. е 22%.

Разходите за природен газ са на стойност 277 055 хил. лв. и представляват 86% от всички променливи разходи. Изчислени са при цена от 389,36 лв./knm^3, получена съгласно Приложение № 5, в т. ч.:

- 361,82 лв./knm^3 - утвърдена цена на природен газ в сила от 01.04.2018 г. с Решение № Ц-07 от 30.03.2018 г. на КЕВР;

- 0,53 лв./knm^3 – средно претеглена 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 01.10.2017 г. - 30.09.2018 г. в съответствие с Решение № НГП-1 от 01.08.2017 г. на КЕВР, съответно:

- цена за пренос - 4,65 лв./knm^3;

- среднопретеглена цена за достъп, изчислена спрямо заявени от „Топлофикация София“ ЕАД количества за годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт - 22,36 лв./knm^3.

Калкулирани са разходи в размер на 11 581 хил. лв. за акциз на природния газ, съгласно указанията и стойността, посочена в модела за калкулация на цените.

Планираните разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид са на стойност 19 323 хил. лв., планирани въз основа на количествата горива за производство на енергия,

необходими за изпълнение на производствената програма 2018 - 2019 г. При изчислението са използвани актуалните данни за емисионния фактор средната цена на закупените емисии от дружеството през 2017 г. в размер на 14,20 лв./t.

Разходите за консумативи (химикали и реагенти) са предвидени на нивото на отчета за 2017 г.

Планираните разходи за вода са по-високи с около 14% спрямо базисната година, поради увеличението на цената на питейната и условно чистата вода в сила от 01.01.2018 г., както и на услугите по отвеждане и пречистване.

Дружеството не предвижда разходи за външни услуги.

Регулаторна база на активите (РБА)

РБА за периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г. е в размер на 420 897 хил. лв., изчислена в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2017 г. и изискванията на глава втора, раздел II от Указания - НВ. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2017 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. В стойността на активите не са включени почивните станции и имотите, отдадени под наем. Приспадната е стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 64 006 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 50 166 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия и между производството и преноса е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната енергия / дейност.

3. Норма на възвращаемост

Нормата на възвръщаемост на капитала за ценови период 2018 - 2019 г. е в размер на 4,21%, изчислена съгласно Указания - НВ като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2017 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат и е използвана примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, равна на утвърдената за действащия ценови период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 2,96% и се формира от лихвите по заеми от Международната банка за възстановяване и развитие (МБВР) и споразумение за разсрочване на задължения към Български енергиен холдинг (БЕХ ЕАД), сключено през 2015 г.

С писмо с изх. № Е-14-01-4 от 11.04.2018 г. на КЕВР на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Отчетна информация за 2017 г., за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и прогнозна за новия ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до
№ 9, по централи и общо за дружеството;

2. Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо с вх. № Е-14-01-4 от 23.04.2018 г. дружеството е представило исканата информация, както и отчетна информация за 2017 г. със справки по ЕССО.

Дружеството е представило следната обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения:

През 2017 г. „Топлофикация София“ ЕАД е отчело приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 2 341 хил. лв., като стойността им не е включена в отчетните и прогнозни ценообразуващи елементи.

Представена е нормативната уредба, касаеща присъдени в полза на

юридическите лица разноски, в това число и юрисконултско възнаграждение.

При представянето на информацията на КЕВР дружеството се е съобразило с разпоредбата на чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ - „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 в чл.8, ал.2, т. 2 „Разходи за санкции или глоби, наложени от държавни или общински органи или от Комисията“.

Следователно разходите със санкционен характер и съпоставимите на тях приходи, каквито са приходите от юрисконултски възнаграждения не са ценообразуващи елементи и не касаят определянето на цените на електрическата и топлинна енергия, поради което дружеството счита, че не би следвало да се взимат предвид при образуването на цените.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 26,86% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 1,18% по- ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 6,81% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г.– 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт със 142,28%.

През следващия регулаторен период, дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 32,67%.

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

НВск по отчет за ценовия период е 3,13% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният по-нисък размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на по-малкото количество реализирана електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -18,74%, 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.

<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 16 195 хил. лв. на 13 395 хил. лв. или с 2 800 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 25 г. срок за амортизация и т. 1.1 от общия подход;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 9 919 хил. лв. на 6 035 хил. лв. или с 3 884 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 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 2017 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 34 656 хил. лв. на 32 296 хил. лв., или с 2 360 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с текущото финансово състояние на дружеството и т. 1.3 от общия подход;

- разходите за балансиране са коригирани от 175 хил. лв. на 0 хил. лв., в съответствие с т. 1.4 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 2 341 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 19 323 хил. лв. на 12 434 хил. лв. или с 6 889 хил. лв., като са признати изцяло в действащите цени разходите за закупени емисии през календарната 2017 г., 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 с 10 500 knm^3, на стойност 4 088 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 198 MW.

След проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо с вх. Е-14-01-9 от 14.06.2018 г. от „Топлофикация София“ ЕАД е постъпило следното становище относно Доклада:

1. Дружеството счита за неоснователно намалението на разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия с 2 800 хил. лв., тъй като от общия подход не са ясни мотивите на Комисията за увеличението на амортизационния срок спрямо предходния регулаторен преглед от 20 г. на 25 г., което създава усещане за неустойчива и непрогнозируема нормативна среда. От справка „Разходи“ е видно, че дружеството е прогнозирало разходите за амортизации за новия регулаторен период изцяло на нивата на отчетените през 2017 г., както и че амортизационният срок за регулаторни цели от 20 г. в преноса се доближава значително до реалните амортизационни разходи на дружеството през 2017 г. Следва да се има предвид, че съществена част от ДМА по преноса са абонатните станции, като близо 70-80% от стойността им се дължи на вложената в тях автоматика, която не може да бъде експлоатирана физически 25 години, тъй като през този период възможностите на приложимия софтуер в електрониката динамично се променят.

Дружеството изразява несъгласие с начина на изчисление на коригираните амортизации в преноса, на база отчетната стойност на активите от група „Машини и съоръжения“, без да се взимат предвид активите от другите групи (сгради, транспортни средства, стопански инвентар, други ДМА), амортизациите на които изчислени при общия подход са на стойност от 439 хил. лв.

Дружеството счита, че намаляването на разходите за амортизация на активите по преноса ще ограничи възможностите му да осигури необходимите средства за поддръжка и рехабилитация на топлопреносната мрежа и съоръжения, което би довело до увеличаване на загубите по мрежата, влошаване качеството на услугата и експлоатационните показатели на съоръженията.

2. Дружеството изразява категорично несъгласие с непризнаването на 2 360 хил. лв. от разходите за заплати и възнаграждения и редуцирането им до нивата от 2017 г. Както е посочено в обосновката към заявлението за утвърждаване на цени, предвиденото увеличение за новия регулаторен период е вследствие спазването на трудовото законодателство и съответно извършената индексация на работните заплати до нивото на минималните за дружеството, което засяга голяма част от персонала. С оглед на това, че новата МРЗ за дружеството е изравнило заплащането на голяма част от персонала и нарушило пропорциите в оценката и заплащането на различните видове труд, се е

наложило увеличение с 5% на основните заплати и на останалата част от персонала.

Дружеството счита, че след актуализацията разходите за заплати и възнаграждения за новия регулаторен период отговарят на критериите за допустими увеличения, посочени в т. 1.3 от общия подход, а именно:

- средната брутна работна заплата за дружеството в размер на 1 293 лв. изостава значително от средна месечна заплата на наетите в отрасъл „Енергетика“ в размер на 1 769 лв.;
- предвиденото увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски и социални разходи е в размер на 6,3% спрямо отчета за 2017 г., при максимално допустими 10%.

Дружеството счита, че непризнаването на пълния размер на разходите за заплати и възнаграждения ще утежни допълнително финансовото му състояние, а освен, че то няма да възвърне в пълна степен чрез цените направените разходи за персонал, ще се задълбочат проблемите по намиране и задържане на подготвени и мотивирани специалисти, предвид факта, че дружеството присъства на пазара на труда в гр. София, където нивата на работните заплати са най-високи в цялата страна.

3. Дружеството изразява несъгласие с намаляването на разходите за емисии въглероден диоксид с 6 890 хил. лв. и счита, че възприетият подход за признаване на разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид до нивото на отчетените за базовата година, ще засяга все повече интересите на топлофикационните дружества. Предвид очакванията тези разходи да нарастват и да заемат все по-голям дял в променливите разходи, ще става все по-трудно за производителите да финансират закупуването на квоти, без този разход да е отразен в текущите цени на топлинната и електрическата енергия. За сравнение средната цена на закупените през 2017 г. емисии от дружеството е 7,26 евро/t, докато цената към 08.06.2018 г. превишава 16 евро/t.

4. Дружеството изразява несъгласие с корекцията на разходите за балансиране на електрическа енергия. Прогнозираните 175 хил. лв. за новия регулаторен период са равни на отчетените през 2017 г. нетирани разходи за балансиране, изчислени като от разходите за недостиг са приспаднати приходите от излишък. Предвид факта, че при комбинираното производство топлинният товар следва изцяло електрическия, а топлопроизводството зависи от потребителското поведение, то отклоненията от графиците на електропроизводството в голямата си част е предизвикано от потребителите на топлинна енергия и според дружеството е обосновано да бъде част от ценообразуващите разходи.

След преглед на постъпилото становище от дружеството, Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за амортизации 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 на горивата, извънредно включване в цените на направен значим разход 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 не се приема. С Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. Комисията е признала повишение на разходите за заплати на дружеството с 10%. Дадената възможност за повишение на разходите за заплати през новия ценови период е свързана с условия, детайлно разписани в т. 1.3 от общия подход. Финансовото състояние на дружеството е едно от определящите условия за извършената корекция. Оптимизацията на числеността на персонала, намирането и използването на вътрешнофирмените резерви е балансираният

подход в конкретния случай.

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 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените количества през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период.

4. 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.

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) – 148,16 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 77,51 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,95 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 83,38 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3, и т. 4:
   - Необходими годишни приходи – 454 045 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 436 290 хил. лв., от които условно-постоянни – 98 652 хил. лв. и променливи – 337 638 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 421 732 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 4,21%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 830 750 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 850 815 MWh

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

С писмо с вх. № Е-14-49-2 от 30.03.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Допълнително е представено следното:

1. Становище за справедлива цена относно определянето на среднопретеглена цена на капитала на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД;

2. Искане за компенсиране на разходи за 2018 г. по чл. 35 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност;

3. Искане за компенсиране на разходи за предходен период 2010 г. – 2017 г. по чл. 35 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност;

4. Справки за сертифициране по чл. 4, ал. 5 от Наредба № 7 от 19 юли 2017 г. за

издаване, прехвърляне и отмяна на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

5. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД към м. 03.2018 г.

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

- Еднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 84,37 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 83,37 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ - 83,37 лв./MWh;
- Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 187,64 лв./MWh (с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 65,00 лв./MWh).

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 352,65 лв./knm^3 (без акциз, пренос, достъп и ДДС).

Обосновката на дружеството е следната:

1. Стойност на дълготрайните активи

Стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, е равна на тяхната отчетна стойност, залегнала в баланса на дружеството към 31.12.2017 г., коригирана с ефектите от осчетоводена обезценка на ДМА, съгласно чл. 8, ал. 2 т. 5 от НРЦТЕ и съгласно приложеното становище към съответната обосновка „Признаване на загуба от обезценка в контекста на определяне на регулаторната база на активите“. Основни позиции в тази сума са производствените централи и топлопреносната мрежа с всички прилежащи компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства).

Активите на производствените централи „Нова когенерационна централа“ и ТЕЦ „Север“ са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с коефициента „Коефициент за разделяне на горивото в енергийната част“ от Справка № 6.

Активите на производствена централа ОЦ „Пловдив Юг“ служат само за производство на топлинна енергия.

Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи 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 брой служители, заети в производството и брой служители, заети в преноса на топлинна енергия към 31.12.2017 г. Към тази дата сътрудниците, заети в производството, са 69 човека, а тези, заети в преноса, са 62 човека. На тази база 52,67% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 47,33% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Обосновка на признаване на загуба от обезценка

Редовният преглед на активите, пряко свързани с изпълнението на съответната дейност, за наличие на доказателства за обезценка е основно изискване на Международните счетоводни стандарти (МСС). Признаването на загуба от обезценка може значително да намали балансовата стойност на регулираните активи във финансовите отчети на предприятията. Регулираните продажни цени от своя страна зависят най-вече от стойността на регулаторната база на активите. От друга страна, фактор с най-голяма тежест при изчислението на размера на признатата загуба от обезценка, са утвърдените от регулаторния орган цени. Тази взаимна зависимост може да породи сериозни концептуални проблеми в случаите, когато стойността на активите за регулаторни цели се определя на база балансовата им стойност.

Към заявлението с вх. № Е-14-49-5 от 31.03.2017 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД до КЕВР за утвърждаване на цени за предходния регулаторен период
07.2017 г. - 06.2018 г. е представена обосновка за стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, равна на тяхната отчетна стойност, залегнала в баланса на дружеството към 31.12.2016 г., коригирана с ефектите от осчетоводена обезценка на ДМА, съгласно чл. 8, ал. 2, т. 5 от НРЦТЕ и съгласно приложеното становище към съответната обосновка „Признаване на загуба от обезценка в контекста на определяне на регулаторната база на активите“. Основни позиции в тази сума са производствените централи (Новата когенерационна централа, ТЕЦ „Север“, ОЦ „Юг“) и топлопреносната мрежа с всички прилежащи ѝ компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства).

С Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. от страна на КЕВР също е приет подходът, прилаган от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД във връзка с прилагане МСС и редовния преглед на активите, пряко свързани с изпълнението на съответната дейност, за наличие на доказателства за обезценка, като е определена регулаторна база на активите в размер на 149 327 хил. лв., т. е. при прилагане на условието на чл. 8, ал. 2, т. 5 от НРЦТЕ за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за загуби от обезценки и съответно не е намалена регулаторната база на активите.

През предходната 2017 г. дружеството също извърши преглед на нетекущите си активи и извърши обезценки съгласно приложимите МСС. Целта на финансовите отчети от своя страна е да дадат „вярна и честна“ представа за финансовото състояние на предприятието към определен момент. Вярното и честно представяне изисква оценката на активите да е съобразена с потенциала им за генериране на бъдещи приходи.

Това, обаче, не би следвало да има отношение към регулаторната оценка на активите. 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.

Такъв е и подходът, приет от регулатора, отразен в решение № Ц-18 от 01.07.2017 г.

Отново е приложена обосновка за „Признаване на загуба от обезценка в контекста на определяне на регулаторната база на активите“, в която са изложени приложимите счетоводни регулаторни принципи и е относима към заявлението на ЕВН ТР за утвърждаване на цени през регулаторния период от 01.07.2018 г.

2. Разходи за амортизации

Разходите за амортизация са планирани на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани

пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2017. Увеличени са разходите за амортизация, отразяващи инвестициите, извършени от дружеството, и полезния живот на съществуващите активи.

Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта.

Амортизацията на активите от производствените централи „Нова когенерационна централа“ и ТЕЦ „Север“ се разпределя съответно според тяхното предназначение и функционалност, спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия, или служат за комбинирано производството и на двата продукта.

Амортизацията на активите от производствена централа ОЦ „Пловдив Юг“ се отнася директно към разходите за производство на топлинна енергия, тъй като тези активи служат само за производство на топлинна енергия.

Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, е отнесена към разходи по преноса на топлинна енергия.

Разходите за амортизация на други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределят между разходите за производство и пренос на база коефициент, получен според брой служители, заети в производството, и брой служители, заети в преноса на топлинна енергия към 31.12.2017 г. Получената стойност за разходи от амортизации за производството се отнася към разходи за производство общо за двата продукта.

3. Оборотен капитал

Калкулиран е чрез коефициент, изчислен на базата на т.н. „Нетен цикъл на оборотния капитал“, който възлиза на 45,58 дни.

Данните за „Вземания от клиенти и доставчици“, „Материални запаси“, „Задължения към доставчици и клиенти“ и „Нетни приходи от продажби“ за 2016 г. и 2017 г. са взети от одитиран годишен финансов отчет за 2017 г.

Поради факта, че с коефициент от 45,58 дни оборотният капитал надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, оперативният необходим оборотен капитал за новия ценови период 01.07.2018–30.06.2019 г. е калкулиран, като 1/8 от паричните годишни оперативни разходи.

Калкулираната необходима сума за оборотен капитал се разпределя между регулаторната база на активи за производство и регулаторната база на активи за пренос на топлинна енергия на база коефициент, получен според брой служители, заети в производството и брой служители, заети в преноса на топлинна енергия към 31.12.2017 г.

Получената сума за необходим оборотен капитал за производство се разпределя между производство на електрическа енергия и производство на топлинна енергия на база коефициент „Коефициент за разделяне на горивото в енергийната част“ от Справка № 6.

4. Разходи за консумативи за производството

Планирани са спрямо производствените нужди, съобразно прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите за консумативи са планирани по месеци и по видове консумативи.

5. Разходи за електрическа енергия

Разходите за закупена електрическа енергия са планирани спрямо производствените нужди, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите за електрическа енергия са прогнозирани по месеци и по видове напрежение. Консуматори на електрическа енергия високо напрежение са новата когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ в аварийни случаи. Консуматори на електрическа енергия средно напрежение са съоръженията на ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Пловдив Юг“. Консуматори на електрическа енергия ниско

напрежение са абонатните станции и помпена станция „Марица“.

*6. **Разходите за вода за производството** са планирани спрямо производствените нужди, кореспондиращи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите за вода са планирани по месеци и по видове консуматори, като в общите разходи са включени, както разходите за вода, така също и разходите за канализация , отвеждане и за пречистване на потребените количества.*

7. Планирани приходи от услуги

Планираните приходи за новия ценови период се състоят от планираните приходи от услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение в ЕВН ТР, планираните приходи от присъединяване на нови и планираните приходи от услуги, директно възлагани от клиентите в ЕВН ТР. Стойността на планираните приходи е базирана на отчетните данни за приходите от услуги, като сумите са индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 2,1% за периода януари - декември 2017 г. спрямо периода януари - декември 2016 г.

8. Вътрешно-групови разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи дружеството е планирало за текущата 2018 г. да използва проектно консултантски, административни и технически вътрешно-групови услуги с намерение за постигане на ефективно управление на разходите.

Планираните проектно-консултантски, административни и технически услуги включват от една страна проектно ориентирани услуги, и от друга страна текущи административни и технически услуги, подпомагащи по-ефективното извършване на основните дейности на дружеството. Под проектно-ориентирани услуги се разбира работа по одобрен проект от инвестиционната и ремонтна програма или проект с одобрена проектна структура, бюджет и план за действие от Управителния съвет на дружеството или IT проекти, с които да се осъществи консултация относно безпроблемното функциониране на конкретен софтуерен продукт.

Разходната база за всичките вътрешно-групови услуги се планира да се формира единствено на база степента на отговорностите, необходимите умения на ангажирания персонал, както и на времето и ресурсите, необходими за осъществяване на съответната услуга. Възнаграждението е планирано да се изчислява на базата на реално отработените часове и приложимата часова ставка. Стойността на всички планирани услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството.

Планираните услуги (Счетоводство и други финансови услуги, Правни и корпоративни въпроси, Покупки и склад, IT и телекомуникация, Човешки ресурси, Фактуриране и Клиентско обслужване) се основават на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, с обхват и съдържание в съответната област.

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.

Технически услуги

Посочената сума за технически услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството. Планираните технически услуги се основават на сключен договор между „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.

Услугите, предоставяни от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, се класифицират в следните видове дейности: Безопасност на труда, Услуги по управление на измервателните данни, Диспечерски услуги.

Методиката за ценообразуване включва калкулация по метода на „увеличената стойност“, за прилагането на която се калкулират и съответно фактурират договорените по тези договори услуги с увеличена себестойност в размер на 5% 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.

9. Прогнозни количества отпусната топлинна енергия към преноса и за собствено потребление спрямо 2017 г.

Планирането на производството на топлинна енергия е извършено на база очакваната реализация, очакваните технологични разходи по преноса на топлинна енергия, във връзка с отчетената температура на въздуха за гр. Пловдив и тенденцията на потреблението през последните 5 години.

Прогнозираните количества на отпуснатата топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на 338 168 MWh, съобразно външните температури, характерни за района на гр. Пловдив.

За гр. Пловдив се запазва тенденцията, че присъединените новопостроени сгради са изпълнени според съвременните норми за енергийна ефективност. Също така се очаква делът на централизирано топлоснабдените топлизолирани сгради да нараства благодарение на активността на собствениците им и действащата към момента „Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради“. Това обстоятелство се очаква да понижи потреблението на топлинна енергия за отопление в сравнение с минали периоди при равни други условия.

Въз основа на направения анализ, в следствие от предприеманите мерки и кампании за връщане на доверието към услугата „централизирано топлоснабдяване“, предлагането на услугата охлаждане през летния период и присъединяване към топлопреносната мрежа на нови клиенти, водещи до увеличаване на броя на клиентите на топлина енергия спрямо минали периоди, към настоящия етап има основание да се очаква нарастване на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

През 2017 г. отчетената топлинната енергия за собствени нужди е 20 290 MWh, а за ценовия период е планирана в размер на 17 973 MWh.

Спрямо 2017 г. планираната топлинна енергия за собствени нужди е по-малко с 2 317 MWh въз основа на оптималното разпределение на работата на производствените мощности и планираните ремонтни дейности.

Като базова инсталация ще се използва Когенерацията.

ТЕЦ „Север“ се очаква да бъде в експлоатация едновременно с Когенерацията през месеците декември, януари и февруари, с обща продължителност от 1 544 h.

За ценовия период е планирано инсталация Когенерация да бъде в престой общо за 28 денонощия през месеците септември и началото на октомври за извършване на планови ремонтни. През този период топлинният товар за гр. Пловдив ще се осигурява само от ОЦ „Пловдив Юг“.

ОЦ се предвижда да работи и през преходните периоди едновременно с Когенерацията, като общата продължителност на работа на централата е 1 776 h.

Прогнозата за очакваното собствено потребление на топлинна енергия на топлоизточниците за ценовия период е разработена въз основа на планираната работа по инсталации, приоритетно натоварване на инсталациите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, съобразно планираните ремонтни

дейности и очакваните топлинни товари.

10. Количества електрическа енергия за собствени нужди и трансформация за новия ценови период и разпределението на това количество между електрическата и топлинната енергия, сравнено с отчета за 2017 г.

Потреблението на електрическа енергия за собствени нужди на когенериращите топлоизточници за новия ценови период е прогнозирано в размер на 12 040 MWh, което е със 412 MWh повече от отчетеното през 2017 г.

Завишението основно се дължи на стремежа на дружеството за редукция на разходите за закупена електрическа енергия за когенерационните съоръжения. Предвижда се електроенергията, закупувана от средно ниво на напрежение за площадката на ТЕЦ „Север“ да се осигурява от работещата когенерационна инсталация.

Прогнозата на електрическа енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е намалена със 73 MWh, което съответства на планираното натоварване на северните топлоизточници.

За ценовия период е планирано Когенерацията да бъде в престой общо за 28 денонощия за извършване на планови ремонтни дейности.

11. Разходи за ремонти през новия ценови период

Разходите за ремонти са планирани спрямо необходимостта от поддържане в изправно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия, за правилното им и безопасно функциониране. Разходите за ремонти са планирани по обекти и са с 310 хил. лв. повече от отчетените през 2017 г.

12. Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи

За новия ценови период от 01.07.2018 г. дружеството е прогнозирало технологични разходи по преноса в размер на 30,00%.

Очаква намаляване на технологичните разходи от топлоотдаване поради:

- Рехабилитационни дейности по тръбопроводите на топлопреносната мрежа:

- Подмяна на стари и амортизирани тръбопроводи;

- Рехабилитация на изолацията на въздушно положени трасета и арматури в камери;

- Структурна оптимизация на топлопреносната мрежа;

- Очаквано намаление на консумацията на топлинна енергия поради:

- *Новоприсъединените и новопостроените сгради са изпълнени според съвременните норми за енергийна ефективност;*
- *Съществуващите, присъединени вече сгради се санират, което намалява тяхната консумация на топлинна енергия.*

Очаква се технологичните разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС да намалеят поради рехабилитационни дейности, както и технологичните разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа и АС.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е приложило свое предложение за размера на допустимите годишни технологични разходи за следващия регулаторен период като част от заявлението си за цени, като посочва очакваната промяна на тези разходи за този период съгласно приложена таблица.

Топлопреносното предприятие възстановява чрез цената на топлинната енергия определените от комисията допустими годишни размери на технологични разходи, като в рамките на определения допустим годишен размер на технологичните разходи, комисията определя коефициент на максимално увеличение в средномесечния размер на технологичните разходи за периода, в който се осигурява отопление на потребителите.

13. Инвестиционна и ремонтна програма – отчет и прогноза

Приложена е справка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програми за 2017 г.

През 2017 г. дружеството отчита 86,4% изпълнение на планираните инвестиции

в одобрения бизнес план. Основните инвестиции на дружеството са насочени към развитието и модернизирането на топлоснабдителната мрежа в гр. Пловдив. Отчетеното изпълнение на ремонтната програма за 2017 г. е 142% спрямо планираното.

Инвестиционни проекти, реализирани от дружеството през 2017 г.

1. Магистрален топлопровод от моста на Адата по бул. „Шести септември“ до бул. „Цариградско шосе“

Проектът представлява изграждане на нов разпределителен топлопровод по бул. „Шести септември“ с частична подмяна на съществуващи топлопроводи, както по булеварда, така и по ул. „Владая“. Етапът, реализиран през 2017 г., обхваща 670 т топлопровод DN 600 по бул. „Шести септември“ от ул. „Владая“ до бул. „Цариградско шосе“.

2. Разпределителен топлопровод по бул. „Васил Априлов“ от бул. „Пещерско шосе“ до бул. „Шести септември“

Новият разпределителен топлопровод ще осигури възможност за двустранно захранване на консуматорите от ж. к. Тракия и обектите, южно от центъра на гр. Пловдив, както и ще се даде възможност за присъединяване на нови потребители, чрез изграждане на топлопреносна мрежа в нетоплофициран район на гр. Пловдив.

Диаметърът на топлопровода е DN 500 с обща дължина с предвижданите отклонения към 2000 т. Топлопроводът ще се изгражда на два участъка:

- *Участък 1 – от ул. „Велико Търново“ до бул. „Пещерско шосе“*
- *Участък 2 от бул. „Пещерско шосе“ до бул. „Шести септември“*

По проекта „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД работи съвместно с Община Пловдив, която извършва реконструкция на пътната част и подземни комуникации на бул. „Васил Априлов“.

3. Разпределителен и присъединителен топлопроводи по ул. „Славянска“ за топлозахранване на Чайкафарма.

Проектът съвместява два отделни подобекта:

- *Разпределителен топлопровод по ул. „Славянска“, част от концепцията на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за изграждане на кръгова схема на топлопреносната мрежа на гр. Пловдив – участък между улици „Волтер“ и „Варшава“; DN 300 с дължина 82 т.*
- *Разпределителен и присъединителен топлопровод за топлозахранване на производствена сграда на „Чайкафарма Висококачествените лекарства“ ЕАД, който освен упоменатата сграда ще даде възможност за присъединяване на нови потребители, чрез изграждане на топлопреносна мрежа в нетоплофициран район на гр. Пловдив; DN 100/DN 80 с дължини 223/132 т.*

4. Рехабилитация на първа градска магистрала въздушен участък от ТЕЦ „Север“ до камера 33

Въздушният участък на „Първа градска магистрала“ свързва площадката на ТЕЦ „Север“ и „Когенерация“ с топлофикационната мрежа в гр. Пловдив. Въздушно, на естакада върху стълбове, на две нива, са положени четири броя топлопроводи DN 700 за гореща вода. Възникването на авария в този участък води до спиране на снабдяването с топлинна енергия, произведена от двата топлоизточника, което при зимни условия води до прекратяване на снабдяването за около 80% от клиентите в града.

Монтирана е допълнителна спирателна арматура (DN 500 – 2 бр.) в зоната на връзката на „Когенерация“ към съществуваща магистрала – стълб 26 и в зоната на връзката на четири броя топлопроводи DN 700 с два броя топлопроводи DN 1000 – стълб 164 (Система от 4бр спирателна арматура DN 700, дренажна арматура DN 200, система за обезвъздушаване и байпасна връзка). Рехабилитирани са част от стълбовете, изграден е нов стълб в зоната на опора 89, подменени са подвижни ролкови опори, зоната на „П“ компенсатори са изградени нови направляващи опори, сменени са

салникови компенсатори с линзови (4бр. DN 1000 и 12 бр. DN 700) подменена е и е изградена допълнителна укрепваща опора към спирателна арматура DN 800 в камера 33 и др.

Подменени са 4 бр. салникови компенсатори DN 1000, 12 бр. спирателна арматура в камера 33.

Разглежданата част от „Първа градска магистрала“ е с дължина 1 856 т.

5. Рехабилитация на „Първа градска магистрала“ по ул. „Юрий Венелин“ - смяна на компенсатори DN 800 тт.

6. Разпределителен топлопровод по ул. „Любен Каравелов“ - запад

7. Топлоснабдяване на УМБАЛ „Свети Георги“ на бул. „Васил Априлов“

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е инвестирала в разширение на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив за присъединяване към централна топлопреносна мрежа на детски заведения, общински и държавни сгради, жилищни сгради. Изградени са нови 3 530 т топлопреносна мрежа, рехабилитирани са частично стари топлопроводи с дължина на трасетата им от 1 856 т, монтирани са 12 броя нови АС.

Дружеството е заявило пред Комисията искане за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 5. от ЗЕ през 2018 г., произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийна ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност (ЗЕЕ).

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД (ЕВН ТР) е идентифицирано от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) като задължено лице по смисъла на ЗЕЕ и като такова отправя своето искане за компенсиране на разходи за цялата 2018 г. по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ.

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

В срок до 15 март на съответната година АУЕР изготвя и публикува на интернет страницата си проект на списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 и техните индивидуални годишни цели. Определянето на индивидуалните цели се извършва въз основа на представената от задължените лица информация за осъществените от тях за предходната година продажби на енергия.

I. Индивидуална цел за енергийни спестявания през 2018 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

В съответствие с разпоредбите на чл. 15, ал. 3 от ЗЕЕ Агенция за устойчиво енергийно развитие публикува на интернет страницата си проект на списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2018 г. Списъкът е публикуван и достъпен на следния линк: http://seea.government.bg/bg/vazhno/9945-individualni-tseli-2018

Проект на поименен списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2018 г.

№	Наименование на задълженото лице	Индивидуална цел за енергийни спестявания 2018 г.	
		ktoe	GWh
42	„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	0,234	2,726

Изпълнението на индивидуалните цели за енергийни спестявания от ЕВН ТР ще се оценява на базата на постигнатите енергийни спестявания на крайна енергия, съгласно условията на Наредба за методиките за определянето на националната цел за енергийна ефективност и за определянето на общата кумулативна цел, въвеждането на схема за задължения за енергийни спестявания и разпределянето на индивидуалните цели за енергийни спестявания между задължените лица (приета с ПМС № 240 от 15.09.2016 г., обн., ДВ, бр. 75 от 27.09.2016 г., в сила от 27.09.2016 г.).

Отчитането на изпълнението на индивидуалните цели за енергийни спестявания се извършва от задължените лица пред АУЕР на базата на издадените и/или прехвърлените удостоверения за енергийни спестявания. Към датата на подаване на настоящото искане, м. март 2018 г., не са приети всички подноормативни 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 във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели.

Поради тези обстоятелства ЕВН ТР не може да прогнозира разходите за енергийна ефективност в размер на инвестициите, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуалната си цел, а ще оцени разходите по действащата към 31.03.2018 г. цена на топлинната енергия, продавана от дружеството, какъвто бе подходът в предходната наредба.

Индивидуална цел за 2018 г.	*Действащи цени на топлинната енергията към 31.03.2018 г.*	*Стойност на разходите през 2018 г. за постигане на индивидуалната цел за енергийна ефективност*
2 726 MWh	*82,91лв./MWh*	*226 012,66 лв.*

Искането е за компенсиране на разходи през 2018 г. по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ в размер на 226 012,66 лв., които да бъдат възстановени на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД през регулаторен период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., чрез:

1. *Цена за задължения към обществото, определена от КЕВР, съгласно чл. 35, ал. 4 и ал. 5 от ЗЕ, или*
2. *Чрез определените от КЕВР цени на топлинната енергия за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г.*

II. Обосновка на извършваните разходи от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, свързани със законовото задължение за мерки за енергийна ефективност.

През 2016 г. е изменен и допълнен ЗЕЕ и са приети редица подноормативни актове, които цялостно да регламентират обществените отношения, свързани с мерките за енергийна ефективност. През 2016 г. е приета и Наредба № Е-РД-04-3 от 4.05.2016 г. за допустимите мерки за осъществяване на енергийни спестявания в крайното потребление, начините на доказване на постигнатите енергийни спестявания, изискванията към методиките за тяхното оценяване и начините за потвърждаването им (наредбата). За доказване на постигнатите енергийни спестявания дружеството трябва да получи съответните удостоверения от АУЕР.

ЕВН ТР, в качеството си на задължено лице по чл. 14, ал. 4 от ЗЕ, предоставя енергийноефективни услуги или трябва да прави вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ или в други финансови посредници, като тези разходи законово са признати за задължения към обществото по чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 5 от ЗЕ. Ето защо този вид разходи следва да бъдат компенсирани чрез цените на електрическата енергия, с което ще се минимизират финансовите рискове за изпълнението на лицензионната дейност на дружеството при поискване на вноски от Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“.

ЕВН ТР извършва разходи по дейности, насочени към развитието на мерки за повишаване на енергийната ефективност и свързани с тях енергийни услуги и/или

кампании. В изпълнение на законово възникнали задължения дружеството извършва разходи за тази конкретна дейност и следва тези разходи да бъдат компенсирани от всички крайни клиенти, чрез цените на електрическата енергия.

През м. септември 2017 г. е представен за обществено обсъждане проект на Национален план за действие по енергийна ефективност 2014 г. – 2020 г. (НПДЕЕ), след като на страницата на Европейската комисия (ЕК), в секцията за националните планове на държавите-членки, е публикуван идентичен документ за България от месец май 2017 г. Като приложение към проекта на НПДЕЕ отново фигурира и поименният списък на задължените лица и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2017 г. ЕВН ТР представи становище при обсъждане на изложеното в НПДЕЕ, в което изложи своите бележки относно потребността от ясно представяне на планираните на национално ниво мерки и дейности за постигане на енергийни спестявания от задължените лица, както и относно възможните начини за тяхното изпълнение, липсващи в проекта.

С решение на Министерски съвет № 796 от 20.12.2017 г. е утвърден НПДЕЕ и съответно поименният списък на задължените лица и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2017 г. С решението се потвърди посочената в проектния документ индивидуална цел на ЕВН ТР – 1,739 GWh или 0,150 ktoe.

На 15.03.2018 г. АУЕР публикува на интернет страницата си проект на списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2018 г. Дружеството бе уведомено на 16.03.2018 г.

Съгласно съобщението от АУЕР задължените лица следва да имат предвид, че неизпълнението на целите им през предходната 2017 г., утвърдени от Министерски съвет, се добавят кумулативно към целта им през 2018 г. и спестяванията, които се очакват от тези задължени лица през текущата година надвишават определената годишна цел в настоящия списък. Такава би следвало да бъде логиката и за всички предходни години.

При промяна от АУЕР на проекта за индивидуална цел на ЕВН ТР за енергийни спестявания през 2018 г. ще се отчете новата актуална стойност, като ще се актуализират и разходите за нейното постигане.

Дружеството е заявило искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за предходен период 2010 г. – 2017 г.

В разглеждания период от 2010 г. - 2017 г. отношенията, свързани с енергийна ефективност, са уредени със Закон за енергийната ефективност от 14.11.2008 г., а след 15.05.2015 г. с действащ към момента нов Закон за енергийната ефективност.

Съгласно § 4 от ПЗР на ЗЕЕ от 2015 г. задължените лица по чл. 10, т. 2 и 3 от отменения ЗЕЕ изпълняват индивидуалните цели за енергийни спестявания до 31 декември 2016 г., определени в съответствие с отменения ЗЕЕ.

Индивидуална цел за енергийни спестявания от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за периода 2010 г. – 2016 г.

10	*„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД*	*Общи продажби на енергия*		*Индивидуална цел за енергийни спестявания от 2010 г. до 2016 г.*
		GWh	*Ktoe*	*GWh*
		267,00	*22,96*	*21,64*

Поименен списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и стойностите

на определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за 2017 г.

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА ЗАДЪЛЖЕНОТО ЛИЦЕ	Индивидуална цел за енергийни спестявания за 2017 г.	
		Ktoe	GWh
Търговци с топлинна енергия			
31	„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	0,150	1,739

Мерките са насочени към крайните потребители на топлинна енергия, но са вменени в задължение за изпълнение на индивидуална цел от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, което би осигурило изпълнението на Националната цел.

Изпълнението на определените индивидуални цели за енергийни спестявания от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предизвиква разходи за тези възложени със закон дейности.

Разходи за компенсиране при условията на чл. 35 от ЗЕ

Разходите за компенсиране през ценовия период са при условията на чл. 35 от ЗЕ и чл. 9, ал. 2, т. 3 и чл. 17, ал. 3 от действаща към онзи момент Наредба за методиките за определяне на националните индикативни цели, реда за разпределяне на тези цели като индивидуални цели за енергийни спестявания между лицата по действащия до 14.05.2015 г. чл. 10, ал. 1 от ЗЕЕ и чл. 14 и чл. 15 от ЗЕЕ, действащ от 15.05.2015г., допустимите мерки по енергийна ефективност, методиките за оценяване и начините за потвърждаване на енергийните спестявания.

1. Разходи за енергийна ефективност в периода 2010 г. – 2016 г. , които следва да бъдат компенсиране чрез цената за задължения към обществото:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	Индивидуална цел 2010 г. - 2016 г.	Действащи цени на топлинната енергия към 31.12.2016 г.	Левовата равностойност на разходи през 2017 г. за постигане на индивидуалната цел за енергийна ефективност
Индивидуална цел за периода от 01.01.2010 г. до 31.12.2016 г.	21 640 MWh	67,05 лв./MWh	1 450 962 лв.

2. Разходи за енергийна ефективност през отчетната 2017 г., които следва да бъдат компенсиране чрез цената за задължения към обществото:

С решение на Министерски съвет № 796 от 20.12.2017 г. е утвърден НПДЕЕ и съответно поименният списък на задължените лица и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2017 г.

Съгласно съобщението от АУЕР, публикувано на 15.03.2018 г. задължените лица следва да имат предвид, че неизпълнението на целите им през предходната 2017 г., утвърдени от Министерски съвет, се добавят кумулативно към целта им през 2018 г. и спестяванията, които се очакват от тези задължени лица през текущата година, надвишават определената годишна цел в настоящия списък.

Към момента на подаване на настоящото искане АУЕР не е издало на ЕВН ТР удостоверения за енергийни спестявания. Във връзка с предходното обстоятелство разходите за изпълнението на индивидуалната цел за 2017 г. ще бъдат калкулирани на база действащата през м. 03.2018 г. регулирана цена на топлинната енергия.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	Индивидуална цел за 2017 г.	Действащи цени на топлинната енергията към	Левовата равностойност на разходи през 2017 г. за постигане на

		31.03.2018 г.	*индивидуалната цел за енергийна ефективност*
Индивидуална цел за периода от 01.01.2017 г. до 31.12.2017 г.	*1 739 MWh*	*82,91лв./MWh*	*144 180 ,49 лв.*

3. Общо разходи за компенсиране при условията на чл. 35 от ЗЕ:

Искането от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ е за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ в размер на 1 595 142,49 лв., относими за периодите:

- *от 01.01.2010 г. до 31.12.2016 г. - 1 450 962,00 лв.*
- *от 01.01.2017 г. до 31.12.2017 г. - 144 180 ,49 лв.*
- ***Общо за периода 2010 г. – 2017 г. - 1 595 142,49 лв.***

Разходите да бъдат разчетени в:

1. Цена за задължения към обществото, определена от КЕВР съгласно чл. 35, ал. 4 и ал. 5 от ЗЕ, или

2. В определените от КЕВР цени на топлинната енергия за периода от 01.07.2018 г.

Към датата на подаване на настоящото искане, м. март 2018 г., не са приети всички поднормативни 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 във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели.

Поради тези обстоятелства ЕВН ТР не може да прогнозира разходите за енергийна ефективност в размер на инвестициите, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуалната си цел, а ще оцени разходите по посочените по-горе цени на топлинната енергия, продавана от ЕВН ТР. Такъв подход бе използван от дружеството и при подготовката на предходното си искане до КЕВР за компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ, на основание действащата норма на чл. 17, ал. 3 от Наредба за методиките за определяне на националните индикативни цели, реда за разпределяне на тези цели като индивидуални цели за енергийни спестявания между лицата по чл. 10, ал. 1 от ЗЕЕ, че размерът на вноската, която търговците с енергия трябва да направят, се определя като левовата равностойност на индивидуалната цел за енергийни спестявания по действащи цени на енергията, определени към момента на плащане на вноската.

Обосновка на извършваните разходи от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, свързани със законовото задължение за мерки за енергийна ефективност.

Дружеството акцентира върху факта, че в ценовите заявления на ЕВН ТР от 2010 г., 2011 г., 2012 г., 2013 г., 2014 г., 2015 г. и 2016 г. е подавало искания по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по ЗЕЕ, които нито веднъж не са били взети под внимание от страна на Комисията.

Във всички постановени решения от регулаторния орган, свързани с процедури за утвърждаване на цени на топлинната енергия на ЕВН ТР, е записано, че Комисията не е намерила основания и в цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания.

За доказване на постигнатите енергийни спестявания дружеството трябва да получи съответните удостоверения от АУЕР.

През 2016 г. е изменен и допълнен ЗЕЕ и са приети редица поднормативни актове, които цялостно да регламентират обществените отношения, свързани с мерките за енергийна ефективност. През 2016 г. бе приета и Наредба № Е-РД-04-3 от 4.05.2016 г. за допустимите мерки за осъществяване на енергийни спестявания в крайното потребление, начините на доказване на постигнатите енергийни спестявания, изискванията към методиките за тяхното оценяване и начините за потвърждаването

им. За доказване на постигнатите енергийни спестявания дружеството трябва да получи съответните удостоверения от АУЕР.

ЕВН ТР, в качеството си на задължено лице по чл. 14, ал. 4 от ЗЕ, предоставя енергийноефективни услуги или трябва да прави вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ или в други финансови посредници, като тези разходи законово са признати за задължения към обществото по чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 5 от ЗЕ. Ето защо този вид разходи следва да бъдат компенсирани чрез цената за задължение към обществото или съответния вид енергия, с което ще се минимизират финансовите рискове за изпълнението на лицензионната дейност на дружеството при поискване на вноски от Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“.

Въпреки непълнотите в подноормативната уредба, ЕВН ТР извършва разходи по дейности, насочени към развитието на мерки за повишаване на енергийната ефективност и свързани с тях енергийни услуги и/или кампании. В изпълнение на законово възникнали задължения дружеството извършва разходи за тази конкретна дейност и следва тези разходи да бъдат компенсирани от всички крайни клиенти, чрез цените на електрическата енергия.

На 15.03.2018 г. АУЕР публикува на интернет страницата си проект на списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2018 г. Дружеството бе уведомено на 16.03.2018 г.

Съгласно съобщението от АУЕР задължените лица следва да имат предвид, че неизпълнението на целите им през предходната 2017 г., утвърдени от Министерски съвет, се добавят кумулативно към целта им през 2018 г. и спестяванията, които се очакват от тези задължени лица през текущата година надвишават определената годишна цел в настоящия списък. Такава би следвало да бъде логиката и за всички предходни години.

В периода от 2011 г. - 2018 г. ЕВН ТР ежегодно е докладвало пред АУЕР за предприетите мерки по енергийна ефективност и разходите за тях през съответната отчетна година, съгласно определена от агенцията форма за отчет.

Докладваните за 2017 г. мерки от ЕВН ТР са спестили енергия, която значително надвишава индивидуалната цел в размер на 1,739 GWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 28,65% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са със 17,58% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 41,17% 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 дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 3,42% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 21,01% и на разходите за заплати и възнаграждения с 10,27%.

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 -3,13% и е формирана на база отчетените

приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетената отрицателна НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на намалените продажби на електрическа енергия от високоефективно производство, на топлинна енергия, независимо ръста на продажбите на некомбинирана електрическа енергия при отчетен ръст на условно-постоянните разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -24,99%, вследствие на по-високите разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството, като с най-голям относителен дял от тях са разходите за обезценка на активи, което е отражение на отчетената от дружеството загуба за годината.

Образуване на цените

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

- разходите за „индивидуална цел за енергоспестяване“ са коригирани от 226 хил. лв. на 0 хил. лв., или със 226 хил. лв., поради липса на доказателства за извършени разходи;
- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 529 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 529 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;
- разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ - 5%, са коригирани от 2 606 хил. лв. на 0 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

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.
- 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 че в признатата стойност на нетекущите активи не се включва стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи.
- извършено е преразпределение на активите между електрическата и топлинна енергия, в съответствие извършената корекция на общата стойност.

3. В справка № 3 - „НВК“ нормата на възвращаемост на собствения капитал е коригирана от 9,18% на 7%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 37 от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 1 250 knm^3, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

След проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-49-8 от 01.06.2018 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е постъпило следното становище относно Доклада:

1. Относно промените в ЗЕ от 08.05.2018 г. и прилагането от КЕВР на общ подход при определяне на необходимите годишни приходи на ЕВН ТР при метода „норма на възвръщаемост на капитала“:

- Приети са съществени промени в ЗЕ, свързани с определяне на премии за

компенсиране на индивидуалните разходи на топлофикационните дружества;

- Промяна на механизма и отговорностите на ФСЕС;
- В момента тече обсъждане на проекти за изменения в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, като до датата на откритото заседание за обсъждане на доклада за цените се предоставят и предложения и становища по новите текстове на наредбите;
- КЕВР публикува проект на нови Указания към НРЦТЕЕ и е приложен ценови модел, отразяващ промените в законодателството.

2. Липсва на яснота и критерии при определяне на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия с цел разпределяне на разходите за основно гориво между производството на електрическа и топлинна енергия. В проекта за изменение на НРЦТЕ са дадени общи текстове и не са посочени нормативни параметри за този нов показател. В доклада са определени коефициенти, без да са посочени някакви изходни критерии или приложима методика.

3. Необходимост от корекция на определената в доклада премия по чл. 33а от ЗЕ от 71,11 лв./MWh на 75,11 лв./MWh, поради допусната техническа грешка.

4. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал, предложена от дружеството, е 9,18%, докато приетата от Комисията е 7,00%. Дружеството счита, че предложената норма на възвръщаемост на собствения капитал от 9,18% ще стимулира развитието на инвестиции в сектора при защита на възвръщаемостта им. Извършената корекция не е в съответствие с правилото по чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

5. Относно корекция в стойността на активите, която е намалена с 66 000 хил. лв. и което съответно драстично намалява регулаторната база на активите:

Съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ призната стойност на активите (А) е приетата от Комисията отчетна стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. Балансовата стойност на активите се изчислява като разлика между призната стойност на активите и амортизацията.

Съгласно чл. 8, ал. 2, т. 5 от НРЦТЕ за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за загуби от обезценки и текущи разходи за начислени провизии за задължения по смисъла на чл. 38 и чл. 39 от ЗКПО.

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, в резултат на което регулаторната база на активите би достигнала „0“ и съответно възвръщаемостта на капитала би била „0“, което ще доведе до декапитализация на дружеството и застрашаване на лицензионната дейност.

В Доклада е посочено, че 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 че в признатата стойност на нетекущите активи не се включва стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи.

В дружеството не е извършена оценка на пазарната стойност от лицензиран оценител и в този смисъл интерпретацията, заложена в доклада, че балансовата стойност отразява пазарната стойност, е погрешна, което противоречи и на чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ, където стойността на активите се отчита на база цената на придобиването им, намалена с амортизацията.

Извършените обезценки на активите през 2016 г. и 2017 г. са в следствие на изискванията на МСС 36.9 предприятието да оцени към всяка отчетна дата, дали съществуват индикации за евентуална обезценка на стойността на даден актив.

Не би следвало да се прави паралел между регулаторната стойност на активите и

балансовата им стойност във финансовите отчети. Основната причина е, че регулаторната и финансова отчетност преследват различни цели и съответно се подчиняват на различни правила.

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. Целта на финансовите отчети от своя страна е да дадат „вярна и честна“ представа за финансовото състояние на предприятието към определен момент. Това представяне 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.

Във връзка с гореизложеното стойността на дълготрайните активи, представена от дружеството в заявлението за утвърждаване на цените на електрическа и топлинна енергия за новия регулаторен период, е калкулирана, като отчетната стойност на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, намалена с амортизациите и коригирана със счетоводните ефекти от осчетоводената обезценка.

6. Относно корекцията на разходите за природен газ с 1 250 knm^3:

Дружеството счита, че заявената обща ефективност на комбинираната част на централата напълно съответства на изискванията на Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Горивата са определени на база на обща ефективност над 80% и спестеният първичен енергиен ресурс, както през 2017 г., така и за новия ценови период е над 22%, с което се изпълняват изискванията на т. 5 от общия подход. Дружеството настоява да бъде възстановена представената стойност за разход гориво от ЕВН ТР, защото в противен случай няма да бъдат включени достатъчно средства за закупуване на природен газ.

7. Непризнаване на разходите за изпълнение на индивидуална цел за енергийна ефективност:

Непризнат от КЕВР остава планираният разход за енергийна ефективност, който е коригиран от 226 хил лв. на 0 хил. лв. Компенсирането на разходите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ, произтичащи от задължения, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел, нито веднъж не е било взето под внимание от страна на Комисията. Това възпрепятства дружеството да изпълнява задълженията, наложени със закон.

8. Относно разходите за фонд „Сигурност на енергийната система“:

ЕВН ТР прогнозира разходи в размер на 2 606 хил. лв., необходими за заплащане на вноска в размер на 5% за ФСЕС. Подобен подход на Комисията не отчита задълженията на дружеството, които произтичат от изрична разпоредба в закона и е необяснимо защо не са предвидени като присъщ разход за дейността.

9. Разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия:

Непризнати са разходите от сделки с балансираща енергия, които са коригирани от 529 хил. лв на 0 лв. Комисията следва да предвиди разходи за балансираща енергия, тъй както всеки един търговец на свободния пазар за електрическа енергия включва в цената за крайните си клиенти тези разходи. Те възникват вследствие участието на пазара на електрическа енергия, поради което са необходими и икономически обосновани. Непризнаването на такива необходими разходи, респ. невключването им в цените, води до непълно възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността и намаление на утвърдената възвращаемост, което е в нарушение на чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ.

Оповестените мотиви на Комисията за дружеството са неясни и необосновани. Не е посочен какъв точно анализ е направила работната група от КЕВР и какви са реалните

възможности за минимизиране на разходите за балансиране и как могат да се компенсират чрез съответните количества енергия.

10. Прилагане на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиенти:

Предложената в Доклада на КЕВР цена на топлинна енергия от 79,41 лв./MWh за периода от 01.07.2018 г. не отразява реалните разходи за дейността. Търсеният социален ефект от ниски цени може да доведе до нарушаване на баланса между различни групи клиенти и негативни последици за тях.

Баланс между цената за клиентите и устойчивото развитие на дейността на ЕВН ТР не може да бъде постигнат чрез намаляване на нормата на възвръщаемост на капитала, намаляване на законово определени разходи, чрез необосновано определяне на технически коефициенти и непризнаване на разходи за балансираща енергия, за фактуриране и клиентско обслужване.

След преглед на постъпилото становище от дружеството Комисията счита:

1. По отношение на твърдението, че липсва яснота и критерии при определяне на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия, Комисията счита, че този принцип на разделяне на горивото дава възможност за провеждане на обоснована енергийна политика в зависимост от цените на топлинната и електрическата енергия, произвеждана от алтернативните източници. При определянето на коефициента на ефективност за производство на електрическа енергия за регулаторни цели Комисията се ръководи от принципа на равнопоставеност между отделните участници в определената група. Например за групата топлофикационни дружества с основно гориво природен газ и технология на производство с газови турбини и двигатели при паспортни стойности на този показател в порядъка на 0,49, стойността за регулаторни цели е 0,4. Тази разлика от 0,09 дава възможност за търсене на баланс на цените на топлинната енергия при крайния потребител, който е предоставен избор при определяне на начините на индивидуално отопление - чрез електрически печки, чрез климатични системи или чрез отопление на природен газ. Международната практика при разделяне на разходите между топлинната и електрическата енергия е много разнообразна и дава възможност на конкретната страна да определя ценността на отделния продукт на производство чрез механизма на изчисление. При страни, богати целогодишно на водни ресурси, разделянето на разходите при ВЕКП е в посока ниска цена на електрическата енергия и висока цена на топлинната енергия. При страни, богати на собствени източници на природен газ и развити газоразпределителни мрежи, ниската цена на топлинна енергия предпоставя висока цена на електрическата енергия от ВЕКП. За България предложеният метод за разделяне на разходите позволява намирането на баланс при пазара на топлинна енергия.

2. Допуснатата техническа грешка в Доклада при определяне на премията по чл. 33а от ЗЕ от 71,11 лв./MWh вместо 75,11 лв./MWh е преизчислена в съответствие с променената цена на природния газ.

3. Комисията в изпълнение на своите регулаторни правомощия, в случая да симулира пазарно поведение чрез регулаторни инструменти на дружествата в монополна позиция спрямо потребителите, определя нормата на възвръщаемост на собствения капитал.

4. Извършените обезценки на активите през 2016 г. и 2017 г., в следствие на изискванията на МСС 36.9 предприятието да оцени към всяка отчетна дата, дали съществуват индикации за евентуална обезценка на стойността на даден актив, в същността си представлява привеждане на стойността на активите в счетоводния баланс в съответствие с тяхната пазарна стойност. Регулаторната база на активите е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел II от Указания-НВ. Признатата стойност на активите, които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности, е балансовата им стойност към 31.12.2017 г. 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.

5. Корекцията на разходите за природен газ с 1 250 knm^3 е извършена, като е приведена общата енергийна ефективност на дружеството за новия ценови период в съответствие с вече постигнатата ефективност през базисната година. Допускането в цените на обща енергийна ефективност от 80,63%, предложена от дружеството, вместо 81,93%, която е отчетена през базисната година, означава неправомерно допускане в цените на потребителите на минимум 490 хил. лв. необосновани разходи. Съгласно изискванията на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ *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 за отчетния период, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на производство.*

6. Допълнително добавената разходна позиция „Разходи по индивидуална цел за енергоспестяване“ е коригирана в съответствие с т. 1 от приетия общ подход, като 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. През базисната година не се отчита от дружеството подобен направен разход.

7. 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.

8. 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.

9. Принципът за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите не е нарушен, тъй като предложената в Доклада цена на топлинна енергия от 79,41 лв./MWh за новия регулаторен период, считано от 01.07.2018 г., отразява реалните разходи за дейността на енергийното предприятие. Утвърдените цени покриват и обективно възстановяват разходите за лицензионна дейност.

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) – 153,37 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 82,72 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 83,69 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 82,69 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
   - Необходими годишни приходи – 64 314 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 57 988 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 386 хил. лв. и променливи – 36 602 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 88 974 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,11%
   - Електрическа енергия – 290 180 MWh, в т. ч.:
     - от високоефективно комбинирано производство – 275 093 MWh
     - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 15 087 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 236 717 MWh

3. „Топлофикация Плевен“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-04-3 от 30.03.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Декларирано е, че допълнително ще бъде представен одитиран годишен финансов отчет. Към заявлението не са приложени справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО и копие на действащия договор за доставка на природен газ.

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

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 64,81 лв./MWh
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 75,26 лв./MWh
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 181,63 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 383,18 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ 38,00 лв./MWh.

От копието на публикацията съгласно чл. 29 от НРЦТЕ е видно, че дружеството е обявило по-ниски цени на енергия от предложените за утвърждаване в КЕВР.

Обосновката на „Топлофикация-Плевен“ ЕАД е следната:

1. Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия ценови период юли 2018 г. - юни 2019 г. са на база отчетените данни за предходните няколко години, като разчетът е съобразен с някои особености на изминалата 2017 г. – през периода има две значителни недопроизводства спрямо производствената програма на дружеството, дължащи се на ремонтни дейности по основното средство за производство – газовата турбина с котел-утилизатор. Същата не е работила за дълги периоди през месеците юли и септември 2017 г. Запазват се, като е заложено леко намаление, постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. Разходната норма за производство на електрическата енергия е 200,41 gуг/kWh, а за топлинната енергия разходната норма е 107,44 kgуг/MWh при постигнати през 2017 г. съответно 202,77 $g_{уг}$/kWh и 108,69 $kg_{уг}$/MWh.

2. Заложените технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Постигнатата през 2017 г. ефективност е 80,94%, а очакваната за новия ценови период е 80,95%. Като основа на разчета е очаквано повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Предвижда се произведената електроенергия да бъде 317 500 MWh, а собствените нужди да бъдат 24 500 MWh, без да има закупена електроенергия през периода.

3. Предвидено е незначително увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за населението с около 3000 MWh и леко увеличение на нивото реализирана топлинна енергия с топлоносител пара. Очаква се реализираната пара да достигне до 44 210 MWh.

4. При тези допускания разходът на природен газ за разчетния период е 99 498 knm^3 или увеличение с 6,13%, без използване на резервно гориво – мазут.

5. При определяне на цените е заложен разход за покриване на небалнс от участието в баласиращия пазар на електроенергия като член на специална балансиращата група с координатор „Гранд Енерджи Дистрибюшън“ЕООД. При отчетени за този показател през 2017 г. 967 хил. лв., заложеният небаланс за следващия отчетен период е в размер на 980 хил. лв. Разходът е отразен в sheet „Разходи“ като променлив разход от външни услуги.

6. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на базата на последната инвентаризация на емисии, като са

използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициентът на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е 190 293 t CO_2. От тях за закупуване са 152 616 t CO_2 по цена 18,4 евро/t. Тази цена е сформирана на база настоящата цена на емисиите CO_2 – 12 евро/t. Количеството емисии за закупуване е остойностено по тази цена, като към така получения разход е добавен недостига на средства, заложен в настоящия ценови период чрез непризнаване на средства в размер на 1 913 хил. лв. Така получената стойност на разхода за емисии е разделен на количеството квоти на емисии за закупуване и се получава средна цена от 18,4 евро/t.

7. В справка „Спецификация“ е дадено помесечното производство на топлинна и електрическа енергия, разхода на природен газ и натовареността на съоръженията през периода.

8. Необходимите годишни приходи в разработката са установени при спазване Указания-НВ по приложения модел / справки от № 1 да № 9/.

9. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2017 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 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2017 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

10. Разходите за застраховки са отчетени според действително изплатените суми по сключените застрахователни договори за 2017 г. в размер на 146 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 следващия регулаторен период е добавена и сумата по взето решение от ръководството на дружеството за разширяване на застрахователния обхват на имуществото. За новия ценови период са предвидени 161 хил. лв. за застраховане.

11. Разходите за амортизация са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2017 г., като в стойността им за новия регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизациите в съответствие с инвестиционната програма до 30.06.2019 г.

12. 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 383,18 лв./knm^3.

13. В променливите разходи, както за отчетния период, така и следващия регулаторен период, са включени освен реагенти, химикали и разходът на авиационно масло за газовата турбина. От общо предвидените 225 хил. лв. на тази позиция, 90 хил. лв. са за доставката на това масло. Маслото, което се използва за газовите турбини е авиационно масло. Средният разход варира обикновено в рамките на 300 – 400 L/месец, което 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.

14. Изпълнението на ремонтната и инвестиционна програми за 2017 г, отчетния ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и прогнозите за новия регулаторен период от 01.07.2018 г., както и подробни обосновки за това са представени отделно.

15. Нормата на възвращаемост на капитала е 7,96% 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 счита, че нормата на възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само по-нататъшното инвестиране от страна на дружеството, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД.

16. В съответствие с указанията, е използвана добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ, като дружеството счита този размер за крайно недостатъчен. Възразява срещу системно прилагания подход на намаление на утвърдения размер на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ. Основанията за това са формулирани общо, твърде неясно и не създават равнопоставеност между отделните енергийни предприятия. Необходимо е да се обективизира преференциалната цена на комбинираната електрическа енергия, която да стане фактор за стимулиране с по-голяма яснота при централизираното топлоснабдяване, както и цената и да се приближи до тази в Европейския съюз, където основната тенденция е да се подпомага инвестирането и развитието на високоефективни производства.

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

Обосновка на ремонтната и инвестиционната програми за новия ценови период:

I. Цех „Топлосилов“ – 5 730,6 хил. лв.

Основните разходи, предвидени за ремонти в цех „Топлосилов“, са за плащане на последната част на ремонта по подмяна гореща секция на газовата турбина, за ремонт на редуктора на когенерацията и за аварийни ремонти. През последните години е отчетен ръст на разходите за аварийни ремонти. На база на отчетените през изминалите три години разходи за аварийни ремонти на газовата турбина са заложени такива и през този ценови период. Предвиден е и разход за авариен ремонт на ротора на ТГ №1 на база на получени оферти.

II. Цех „Химичен“ - 124 хил. лв. - Не са предвидени съществени ремонти в цеха. Разходите са за текуща поддръжка и малки ремонти.

III. Цех „Електро“ – 254 хил. лв.

Колекторът на възбудителката на ТГ № 1 е износен и остатъчният му ресурс се оценява на около година. Предвидена е модернизация и преминаване към цифрова възбудителна система, която е по-надеждна и сигурна. Разходите за нея са от същия порядък, който би бил и при подмяната на колектора с нов.

IV. Цех „КИП и А“ – 327 хил. лв. - Разходите са за текущите метрологични проверки и доставка на оборудване в обеми, както и през предходните периоди.

V. Отдел „ПОИС“ – 22,9 хил. лв.

Подмяна на морално и физически остарели компютри и офис техника със съпътстващия ги софтуер и закупуване на батерии за UPS. Промените в регламента за работа с лични данни вероятно ще доведе до съществено увеличаване на разходите по това перо, но все още не може да се оцени точният ефект и разходи не са предвидени.

VI. Цех „Топлоснабдяване“ 234 хил. лв.

Основната част от разходите е за доставка на предварително изолирани тръби за аварийни ремонти и за възстановяване на пътната настилка. Сумата е на база на реално изразходваната през предходния период. В голямата си част мрежата е остаряла и корозирала и аварийността постоянно нараства.

VII. „Автотранспорт“ – 47 хил. лв.

Поддръжка на техниката на дружеството и годишни прегледи.

VIII. Общо стационарни – 244,6 хил. лв.

Производствените и административни сгради на територията на дружеството не са ремонтирани от много години. Не са санирани. Покривите им текат и се нуждаят от спешни ремонти. Поради недостиг на средства са предвидени само минимални

ремонти, които да гарантират сигурността на производственото оборудване и условията за работа.

Б. Инвестиционна програма за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

I. Цех "Топлосилов" – 1 400 хил. лв.

Предпроектно проучване и изготвяне на проект за изграждане на нова мощност. Производствените мощности, с които разполага дружеството в момента са една Когенерация с капацитет за паропроизводство 75 t/h и 10 MW производство на гореща вода и два ПГ № 2 и № 3 с капацитет за паропроизводство по 74 t/h всеки. Парогенератори № 2 и № 3 са с удължена експлоатация по програмата за дерогация до края на 2021 г., след което трябва да бъдат спрени. Ако не се изградят нови мощности през този период дружеството рискува да изпадне в състояние да не може да изпълнява основната си дейност, защото произведената топлинна енергия от когенерацията, която единствено ще остане в работа, е едва една трета от нужната топлоенергия за града през отоплителния сезон.

II. Цех „Химичен" - 62 хил. лв.

Средствата са главно за проектиране на нов неутрализационен басейн и закупуване на нови помпи.

III. Цех „КИП и А" – 52 хил. лв.

Доставка на топломери и водомери за изработка на нови АС и подмяна на аварирали такива.

IV. Цех „Топлоснабдяване" – 686 хил. лв.

Жизнено необходимо за дружеството е да реконструират и рехабилитират топлофикационни отклонения, за да се редуцират разходите за аварийни ремонти на същите и да се гарантира надеждна доставка на топлинна енергия за клиентите. Въпреки финансовите затруднения е предвидена и минимална сума за изграждане на нови отклонения и присъединяване на нови абонати.

III. Цех „Автотранспорт" – 150 хил. лв.

Основна част от сумата е за закупуване на тежкотоварен автомобил за цех „Ремонтен" – наличният самосвал и тежкотоварен автомобил са остарели и амортизирани. Аварират често и се налага ползването на външни услуги за извършване на превоз на материали, което оскъпява дейността.

С писмо с изх. № Е-14-04-3 от 13.04.2018 г. на Комисията от заявителя е изискано да представи допълнително следната информация:

1. Заверено копие на действащия договор за доставка на природен газ с всички приложения към него;

2. Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо с вх. № Е-14-04-3 от 19.04.2018 г. дружеството е представило исканата информация и документи.

Обосновката за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения на дружеството е следната:

С цел преодоляване на проблема със събиране на вземанията, основно от битови абонати, дружеството е предприело драстични мерки за повишаване на събираемостта.

В края на 2015 г. е създадено специализирано звено „Събираемост" към отдел „Продажби" със задача за 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 142 хил. лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано

следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 8,52% по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 2,34% по-високи количества реализирана топлинна енергия с пара и с 0,87% по-високи количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 0,42% по-ниски от отчетените за ценовия период, като са по- ниски с 1,38% за горещата вода и по-високи с 2,20% за водната пара.

Отчетените специфични разходни норми за електрическа енергия са с 0,23% по-високи от прогнозираните, а за топлинна енергия са с 0,25% по-високи.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 12,56% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 25,66% и разходите за заплати и възнаграждения с 10,60%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 208,40%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -4,04% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният спад на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на реализираните по-ниски количества електрическа енергия и ръст на условно-постоянните разходи. Независимо, че е налице ръст на продажбите на топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -22,10%, 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, в т. ч. финансови и други разходи.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 6 988 хил. лв. на 5 988 хил. лв. или с 1 000 хил. лв., като планираният разход за второто тримесечие на 2019 г. за подмяна на гореща секция на ГТ - среден ремонт, плащане на 25%, е отложен за включване в цените през следващия ценови период. За планирания разход към момента не са представени убедителни доказателства за наличие на текуща процедура по възлагане и пр., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 611 хил. лв. на 3 194 хил. лв. или с 417 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., поради липса на убедителни аргументи и доказателства за необходимостта за увеличение на разхода и при текущ финансов резултат за 2017 г. загуба в размер на 5 857 хил. лв., при отчетена печалба от
1 468 хил. лв. за предходната година и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 5 491 хил. лв. на 2 300 хил. лв. или с 3 191 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 132 004 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от 8,91 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“ НВ на привлечения капитал е коригирана от 9,36% на

3,91%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

След проведеното открито заседание на 31.05.2018 г. с писмо с вх. № Е-14-04-6 от 07.06.2018 г. от „Топлофикация Плевен“ ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

1. Разходите за ремонт в производството са коригирани от 6 988 хил. лв. на 5 988 хил. лв. или с 1 000 хил. лв. по-малко, като планираният разход за второто тримесечие на 2019 г. за подмяна на гореща секция на газова турбина – среден ремонт, плащане на 25%, е отложен за включване в цените през следващия ценови период. Средният ремонт на газовата турбина се състои от подмяна на горещата секция с оборотна такава, както и подмяна на други амортизирани части и възли, износването на които се установява по време на извършване на ремонта. Ремонтът е извършен съгласно условията на сключения през 2016 г. договор със завода-производител.

Посочва се, че практиката за отлагане на планови ремонти, която Комисията се опитва да налага с това решение, единствено може да доведе до нарастване на разходите на дружеството за извършване на аварийни ремонти. Дружеството счита, че такъв подход от финансова и експлоатационна гледна точка е изцяло погрешен и ще има негативен ефект на разходите на дружеството, тъй като аварийните ремонти са по-скъпи от плановите и подлагат на риск непрекъснатото снабдяване на топлинна енергия към потребителите.

2. „Топлофикация-Плевен“ ЕАД възразява срещу намалението на разходите за заплати и възнаграждения с 417 хил. лв. Посочва се, че запазването им на нивото на отчетените през 2017 г. е аргументирано с отрицателния финансов резултат на дружеството за 2017 г. Към 31.12.2017 г. дружеството отчита загуба в размер на 5 857 хил. лв., като към 31.12.2016 г. дружеството отчита печалба в размер на 1 468 хил. лв.

Заявено е, че причината за загубата на дружеството не е лошата работа, а следната:

- Ресурсът на горещата секция на газовата турбина е 25 000 h, съгласно ръководството за експлоатация и сключения договор за поддръжка. Поради изчерпване на същия е бил извършен ремонт и подмяна на горещата секция, за да може да се експлоатира турбината през следващия сервизен интервал от 25 000 h.

- На 14.09.2017 г. е аварирала газовата турбина на дружеството. Направен е ремонт в сервиз на завода-производител. Заявява се, че периодите на престой на инсталацията носят загуби на дружеството, като са направени разходи за наем и ремонт.

- Значителното увеличение на цената на емисиите на парникови газове спрямо миналата година.

Дружеството посочва, че е необяснимо намалението на разходите за заплати и възнаграждения за новия регулаторен период, поради факта, че КЕВР в общия подход т. 1.3 от Доклада, посочва месечна средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2017 г., съгласно данни на НСИ, 1 769 лв., а с предвидената корекция този показател за дружеството е 1 285 лв. или изчислено в процент изоставането на заплатите на работещите в „Топлофикация-Плевен“ ЕАД е 37,65% от обявените от НСИ за отрасъла. В своето предложение за цени дружеството е поискало увеличение на средствата за работна заплата с 13%. Независимо, че в общия подход КЕВР допуска увеличение до 10%, то в проекта за дружеството е 0%. „Топлофикация-Плевен“ ЕАД счита, че в едно дружество, работещо с високотехнологични, сложни съоръжения и при непрекъснат производствен процес, въпросът с висококвалифицираните кадри и тяхното задържане в предприятието е особено важен за нормалния технологичен ритъм. Със задържането на средната работна заплата на едно от последните нива в системата на енергетиката се нарушава принципът на равнопоставеност на енергийните дружества. КЕВР би следвало да прилага принципи за изравняване на заплатите в сектора, а не прилагането на един и същ процент

увеличение.

Дружеството настоява предвидената сума за разходи за заплати и възнаграждения 3 611 хил. лв. да бъде запазена при окончателното формиране на цените за следващия регулаторен период.

3. Дружеството възразява срещу приемането на нормата на възвращаемост на привлечения капитал на 3,91% въз основа на данни на БНБ към 31.12.2017 г. 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 за изчисляване на нормата на възвращаемост и в противоречие със законовите и подзаконовите нормативни актове във връзка с ценообразуването.

4. Дружеството не е съгласно с коригирането на разходите за закупуване на емисии на парникови газове и с прилагания принцип за определянето на тези разходи. Приравняването на разходите до разходите за закупуване на емисии за 2017 г. е неприложимо, тъй като количеството емисии за закупуване през новия регулаторен период няма как да е равно на количеството за 2017 г. Количеството емисии е функция на изразходваното гориво и на емисионния фактор, като за новия ценови период горивото е с 4 knm^3 повече. Посочва се, че от друга страна количеството емисии за закупуване е функция на намаляващите през годините количества безплатни квоти, като е логично количеството емисии за закупуване през новия ценови период да е по-голямо от това за календарната 2017 г.

„Топлофикация-Плевен“ ЕАД счита, че прилагането на т. 13 от общия подход при определянето на цената на емисиите е некоректно, тъй като следвайки трендовете на цената на емисиите е видно, че цената през 2019 г., когато ще бъде извършен разходът за закупуване няма как да е равна на среднопретеглената цена за 2017 г., определена чрез прилагането на общия подход.

В заключение дружеството подчертава, че определените цени са твърде ниски и го поставят в трудна ситуация. Периодът на дерогация на ПГ 2 и 3 изтича в края на 2021 г. и без активна инвестиционна кампания през следващите от 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.

Във възражението е посочено също, че през настоящия ценови период увеличението на цената на природния газ в рамките до 5%, което не е било отразено на цените на топлинната и електрическата енергия е изразходвало и малкото останали резерви и е създало допълнителни затруднения при разплащане на задълженията на дружеството към „Булгаргаз“ ЕАД. При очертаващата се тенденция на ръст на цената на природния газ и ниските определени цени това ще резултира в увеличаване на задълженията към доставчика на природен газ и ще постави под риск нормалната работа на дружеството.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт от 6 988 хил. лв. на 5 988 хил. лв. или с 1 000 хил. лв. не се приема. Според дружеството средният ремонт на газовата турбина се състои от подмяна на горещата секция с оборотна такава, както и подмяна на други амортизирани части и възли. При подмяна на амортизирани възли от едно съоръжение с нови такива, разходът има инвестиционен характер и не се залага в разходите за новия ценови период, а се прави със собствени средства или със заем и се увеличава стойността на активите. Увеличените активи влизат в цените през следващия ценови период, както и амортизацията им. Утвърдената обща сума на разходите за ремонт е 5 988 хил.лв. и е с 22% по-висока от отчетената стойност през базовата година. С извършената корекция Комисията не налага практика за отлагане на планови ремонти, с което би се създавал риск за нарастване на разходите на

дружеството за извършване на аварийни ремонти. Комисията счита, че всички ремонти трябва да се извършват навреме и в тяхната цялост с цел недопускане прекъсване на топлоснабдяването. Но за регулаторни цели разходите трябва да се отчитат правилно, в зависимост от вида на ремонта - текущ или с инвестиционен характер.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения от 3 611 хил. лв. на 3 194 хил. лв. или с 417 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г. се приема частично. Възстановени са 100 хил. лв. в разходите за заплати в рамките на отчетената инфлация.

3. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 9,36% на 3,91% 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. 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.

4. За целите на ценообразуването е приета цена на CO_2 квоти в размер на 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените квоти през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ *за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период*.

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) – 181,15 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 110,50 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,58 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,31 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
   - Необходими годишни приходи – 69 775 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 67 419 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 261 хил. лв. и променливи – 50 158 хил. лв.;
     - Регулаторна база на активите – 39 797 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 5,92%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 280 000 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 208 800 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 44 210 MWh

4. „Топлофикация Бургас“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-13-4 от 02.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh в т.

ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на НЕК, продажба на ЕРД;

- обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
- договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях;
- договори за изкупуване на електрическа енергия;
- справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **67,96** лв./MWh;

2. Цена за комбинирана електрическа енергия – **170,75** лв./MWh без ДДС, включваща индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – **132,75** лв./MWh без ДДС и добавка по чл. 33, ал. 3 **- 38,00** лв./MWh без ДДС.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ - 378,37 лв./knm^3.

От копието на публикацията съгласно чл. 29 от НРЦТЕ е видно, че дружеството е обявило по-ниска цена на топлинната енергия от предложената за утвърждаване в КЕВР.

Дружеството е представило следната обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторен период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

При изготвяне на прогнозата по Справка № 1 в разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от Отчета за приходите и разходите. В състава на УПР не са включени разходи за загуби от обезценки, брак, отписани вземания и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение на сключени договори и лихви за забава.

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2018 г. - 30.06.3019 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2017 - 30.06.2018 г. и отчетните за 2017 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.

1.1. Обосновка на разходите за амортизации

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за новия регулаторен период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до началото на месец март 2018 г., начислен върху ДА само за електрическа енергия представлява 969 хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство“ – 128 хил. лв. и „Пренос“ – 44 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, представляват 106 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, а 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 и мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти са отнесени към инвестиции.

1.3 Обосновка на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинната енергия“ и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството е оптимизирана до 156 души работници и служители. Същите обслужват двете лицензионни дейности.

Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. са 2 635 хил. лв., от които 1 792 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и 843 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 2017 г. се дължи на заложеното десетпроцентно увеличение на средствата за работна заплата, както и на това, че през 2017 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 1 870 работни дни в резултат на обезщетения по болест и бащинство, както и със 113 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2017 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 2017 г. са 4,42% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г. са предвидени 5,69%.

<u>1.4. Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията</u>

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период са увеличени със 170 хил. лв. спрямо отчетените през 2017 г. Общият им размер по отчет за 2017 г. е 931 хил. лв., а този за новия ценови период е 1 108 хил. лв. Заложеният по-голям размер на тези разходи през новия ценови период се наблюдава при следните позиции:

- *Горива за автотранспорт – завишената сума е съобразена с факта, че от месец август 2017 г. е в движение новозакупен автомобил за обслужване на АС и транспортиране на сменния персонал и дежурни аварийни групи.*
- *Увеличеният размер на разходите за „Проверка на уреди“ се налага, поради предстоящата последваща метрологична проверка на уредите за търговско измерване, намиращи се, както при топлоизточника, така и тези в АС. Проверката на уредите ще бъде извършена преди началото на отоплителния сезон 2018/2019 г.;*
- *Разходите за публикации са завишени поради това, че през м. февруари 2018 г. е подписан договор за медийно информационно обслужване на дружеството, изразяващо се в отразяване на актуални събития, ексклузивни интервюта, репортажи, PR материали и други публикации.*
- *През 2018 г. дружеството продължава да води съдебни дела с „Национална електрическа компания“ ЕАД, Агенция „Митници“ и „Национална агенция за приходите“. 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 събираемостта;

- *Поради занижен входящ паричен поток в дружеството, част от планираните разходи не са извършени. Увеличените в прогнозата разходи за работно облекло и предпазни средства по охрана на труда гарантират нормалното функциониране на дружеството.*

<u>1.5. Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител</u>

През новият ценови период от 01.07.2018 г. не са планирани приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител.

През 2017 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.

<u>1.6. Обосновка на променливите разходи</u>

1.6.1. Обосновка на разходите за горива

Разходите за горива в енергийната и водогрейна части, посочени в променливите разходи, са определени при цена на природния газ 378,37 лв./кпт^3 в съответствие с показателите по Справки № 4 „ТИП-Производство“ по приложения модел – справки от № 1 до № 9 и Приложение № 5 от интернет страницата на КЕВР.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2018 - 06.2019 г. е приет в размер на 153,24 g/kWh$_e$ при отчетна стойност на показателя 149,27 g/kWh$_e$ за 2017 г., т. е. с 2,66% по-високо.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2018-06.2019 г.е приет в размер на 144,65 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 145,22 kg/MWh$_{th}$ за 2017 г., т. е. с 0,39% по-ниско.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано, с обща ефективност 81,3% и икономия на гориво в размер на 21,11%, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2018 - 06.2018 г. е приет в размер на 134,01 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 132,32 kg/MWh$_{th}$ за 2017 г., т. е. с 1,28% по-високо.

1.6.2. 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.

1.6.2.1. Обосновка на разходите за вода за подпитка.

Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2018 - 30.06.2019 г. е приет в размер на 8,61 m^3/h, при разход за 2017 г. 12,91 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. Разходът на вода за подпитка е пределен.

1.6.2.2. 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 2014 – 2017 г.

1.6.2.3. 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. Приетата стойност на показателя за новия регулаторен период е в съответствие със средната от отчетните стойности за последните четири години, т. е. 9,84 m^3/ден.

1.6.3. Обосновка на разходите за закупена електроенергия

Разходите за електрическа енергия 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. Приетата стойност за новия регулаторен период е в размер на 8,351 kWh/MWh$_{th}$, е в съответствие с планираното количество реализирана топлинна енергия.

Разходът за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън“ ЕООД е определен в лв./(kW.ден). Присъединени са 926 АС с обща присъединена мощност 10 650 kW. Общият разход за закупуване на електрическа енергия е в размер на 274 хил. лв.

1.6.4. Обосновка на разходите за консумативи

Разходите за консумативи включват разходи за солен разтвор, Хидро-Х, разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи.

1.6.4.1. Обосновка на разходите за солен разтвор

Разходите за солен разтвор са планирани в размер на 28 хил. лв.

1.6.4.2. Обосновка на разходите за Хидро-Х

Разходите за „Хидро-Х“ са в размер на 37 хил. лв.

1.6.4.3. Обосновка на разходите за масло

Общият разход за масло през регулаторния период 01.07.2018 - 30.06.2019 г., възлизащ на 325 хил. лв., е формиран на база:

- *разход на масло в размер на 1,43 kg/мото-час, при нормативен разход на двигателите, предоставен от производителя – 1,5 kg/мото-час, т.е. с 13% по-ниско от нормативния и при общ годишен пробег за всички двигатели 50 817 мото-часа.*
- *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.*

1.6.4.4. Обосновка на разходите за запалителни свещи

Разходите за запалителни свещи са планирани в размер на 46 хил. лв.

1.6.5. Обосновка на разходите за външни услуги

В разходите за външни услуги са включени разходите за небаланс от участие в специална балансираща група и разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС).

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 536 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 – 119,53 лв./MWh_e, изчислена като среднопретеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2017 г. до 28.02.2018 г.

Разходите за фонд „СЕС“ са прогнозирани в размер на 956 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 170,75 лв./MWh_e, изчислена по приложения модел – справки от № 1 до № 9 за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г.

1.6.6. Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO_2)

За периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. предстоящите на 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, топлоенергия и електроенергия съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО (изменена с Директива 2009/29ЕО).

Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за новия ценови период възлиза на 50 041 t CO_2. Разходите за емисии парникови газове са прогнозирани на обща стойност 1 954 хил. лв. Цената на предстоящите на закупуване емисии за регулаторен период 01.07.2018-30.06.3019 г. е определена в размер на левовата равностойност на 19,97 евро/t CO_2, включваща 12,37 евро/t CO_2 плюс добавка към тази цена за компенсиране на непризнатите разходи на квотите за CO_2 в текущия ценови период 01.07.2017-30.06.2018 г. Цената на квотите в размер на 12,37 евро/t CO_2 е с източник European Energy Exchange AG. Това е водеща борса на енергия и свързаните с нея продукти в Централна Европа, намираща се в Германия.

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

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2017 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 31.12.2017 г.

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

2.1.<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.

2.2.<u>Обосновка на стойността на оборотния капитал и разпределянето му между двата продукта</u>

Стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“ е определена като 1/8 от годишните оперативни парични разходи, като не се включват разходите за амортизации в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ. Получената стойност на оборотния капитал за „Пренос на топлинна енергия“ е 224 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 2 970 хил. лв. е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в

Справки № 2 „РБА“ по приложения модел – справки от № 1 до № 9.

III. СПРАВКИ № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2017 г., като не включва текущия финансов резултат.

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

Привлеченият капитал и средно претеглената му норма на възвръщаемост са определени в съответствие със задълженията по кредити и техните лихвени ставки.

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.

4.1. Обосновка на общото количество произведена топлинна енергия.

Общото количество топлинна енергия за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 189 541 MWh_{th} и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 656 MWh_{th}.

4.1.1. Обосновка на количеството топлинна енергия за собствените нужди

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2014 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 01.07.2018-30.06.2019 г. спрямо същите количества за всички периоди варира от +13,77% до -9.72%. Дружеството счита за достоверно приетото прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 3 656 MWh_{th}.

4.1.2. Обосновка на общото количество произведена топлинна енергия.

Общото количество произведена топлинна енергия в размер на 193 197 MWh_{th} е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса, в размер на 189 541 MWh_{th} и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер 3 656 MWh_{th}.

4.2. Обосновка на количествата електрическа и топлинна енергия, произведени от инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ)

4.2.1. Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от ИКПТЕЕ

Количеството електрическа енергия, произведено от ИКПТЕЕ, е определено в зависимост от общото количество наработени мото-часове и средния електрически товар на един двигател. Общият брой работни часове за новия регулаторен период на цялата инсталация възлиза на 50 617 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода производител.

Отклонението на средната електрическа мощност за новия регулаторен период спрямо същия показател за последните четири години варира от 6.15% до -7.20%.

4.2.2. Обосновка на продаденото количество електрическа енергия.

Продаденото количество електрическа енергия е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и електрическа енергия загубена при трансформацията на 110 kV в съоръженията на НЕК ЕАД.

Отклонението на общото количество електрическа енергия за собствени нужди и загубите от трансформация в съоръженията на НЕК ЕАД за новия регулаторен период

спрямо същия показател за последните четири години варира от -3.91% до +3,52%.

Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период 01.07.2018 -30.06.2019 г. възлиза на 112 008 MWh_e.

4.2.3. Обосновка на произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ

В табличен вид са показани средните топлинни мощности на мото-час за периода 2014- 2017 г. и за регулаторния период 01.07.2018 – 30. 06.2019 г.

Отклонението на средната топлинна мощност за новия регулаторен период спрямо същия показател за всички периоди варира от -5,27% до –1,59%.

Този факт е достатъчна обосновка за достоверността на приетата прогнозна средна топлинна мощност в размер на 2.419 MW_{th} на мото-час.

Използвайки тази стойност на средната топлинна мощност и посочените 50 617 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ през регулаторния период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. е получена стойност на произведената топлинна енергия в размер на 122 461 MWh_{th}.

4.3. Обосновка на количеството топлинна енергия, произведено с водогрейната част

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 193 197 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 122 461 MWh_{th}. Това количество възлиза на 70 736 MWh_{th}.

V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 138 101 MWh, които включват топлоенергия за отопление – 55 214 MWh и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – 82 887 MWh.

5.1. Топлинна енергия за разпределение за отопление

Топлинната енергия за отопление за ценовия период е определена въз основа на анализа на показателя по отчетни данни за 2017 г. и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2017/2018.

За новия регулаторен период очакваното количеството топлинна енергия за отопление се планира в размер 55 214 MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 5,98 ^oC и обща сума на ден-градусите за годината 2 135.

5.2. Топлинна енергия за разпределение за битово-горещо водоснабдяване

Топлинната енергия за отопление не е свързана с консумираната топлинна енергия за БГВ и по тази причина за новия регулаторен период количеството ѝ е увеличено с 3.07% спрямо отчетеното за 2017 г. и съставлява 82 887 MWh_{th}.

5.3. Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.

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 за новия регулаторен период в размер на 42 600 MWh_{th} е с 2,30% по-ниска от средноаритметичната стойност на показателя за периода

2014 - 2017 г. Отклонението на прогнозното количество на топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях за новия регулаторен период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. спрямо същите количества за всички периоди варира от -11,53% до +2,64%.

5.4. Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни по

години от 2014 г. и Методиката за изчисление на технологичните загуби в АС – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на показателя е 4 400 MWh_{th}.

Отклонението на прогнозното количество на топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС за новия регулаторен период спрямо същите количества за всички периоди варира незначително от - 2,14% до 2,12%.

5.5. Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за периода 01.07.2018 - 30.06.2019 г. в размер на 3 949 MWhth е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 8,61 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 74,22 и 46,50 ^oC.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за периода 01.07.2018-30.06.2019 г. е с около 41,34% по-ниско от същото отчетено количество за 2017 г. и с 9,79% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2014 г. – 2017 г.

5.6. Обосновка на общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за новия ценови период е сума от прогнозните количества топлинна енергия за технологичните разходи по т. 5.3., т. 5.4. и т. 5.5. Това количество е в размер на 51 440 MWh_{th}.

Отклонението на общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2018-30.06.2019 г. от същия параметър за последните 4 години варира от -8,10% до +2,65%.

5.7. Обосновка на отпусната топлина към преноса с гореща вода

Като резултат от изложеното в т. 5.1. и т. 5.2. и т. 5.3. до т. 5.5., обобщени в т. 5.6., отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 189 541 MWh.

При определяне на преференциалната цена на електрическата енергия от комбинираното производство за регулаторния период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. е приета добавка към индивидуалната цена в размер на 38,00 лв./MWh_e.

С писмо с изх. № Е-14-13-4 от 17.04.2018 г. Комисията е изискала от дружеството да представи следната допълнителна информация и документи:

1. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh в т. ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на НЕК, продажба на ЕРД;
2. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
3. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях;
4. Заверени копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин.

С писмо с вх. № Е-14-13-4 от 27.04.2018 г. дружеството е представило исканата информация и документи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени със 7,13% спрямо отчетните за ценовия период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени с 4,38% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са увеличени с 3,40% 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 12,72% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 29,79%, на разходите за заплати и възнаграждения с 6,46% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 11,88%. Дружеството прогнозира през новия регулаторен период увеличение на разходите за инвестиции с 11,45%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -3,43% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният отрицателен размер на НВск, спрямо утвърдената НВск, е вследствие на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия при ръст на условно-постоянни разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е 0,32% по- ниска от утвърдената, 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.

<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 890 хил. лв. или с 1 210 хил. лв., поради липса на обосновка за разходите за ремонтни дейности, включваща детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 2 635 хил. лв. на 2 487 хил. лв., или със 148 хил. лв., при отчетена стойност на разхода за 2017 г. 2 261 хил. лв., поради значително изоставане на средната работна заплата в дружеството 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 и текущ финансов резултат печалба в размер на 263 хил. лв., при печалба от 3 326 хил. лв. за предходната година, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 1 954 хил. лв. на 742 хил. лв. или с 1 212 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 42 569 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от 8,91 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 8,09% на 3,91%, 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“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 300 knm^3, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност

17,823 MW.

След проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-13-8 от 15.06.2018 г. от „Топлофикация Бургас“ ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

1. Разходите за ремонт са коригирани от 2 100 хил. лв. на 890 хил. лв., като коригираната стойност е свързана с предстоящите за извършване ремонтни дейности на газо-буталните двигатели (ГБД) от № 1 до № 6, съгласно изискванията на производителя.

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, а 42 хил. лв. общо за двата продукта. Увеличаването на разходите спрямо отчетната 2017 г. в новия регулаторен период се дължи на извършването на междинни ремонти на отработени 10 000 h на газо-бутален двигател (ГБД) № 1, 2, 3 и на 20 000 h на ГБД № 4, 5 и 6. 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 повърхности, както и диагностика и настройка на горивна система.

Предвидените разходи, отнесени в направление „Производство“ и „Пренос“ на топлинна енергия, са увеличени спрямо текущия регулаторен период. Разходите за ремонт са увеличени спрямо същите за предходната година, поради факта, че ще бъдат извършени ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, целящи намаляване на разхода за добавъчната вода. Идентично с предходното са предвидени и разходи за поддръжка и рехабилитация на абонатните станции.

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. Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 2 635 хил. лв. на
2 487 хил. лв. или със 148 хил. лв., при отчетена стойност на разхода за 2017 г. 2 261 хил. лв.

Размерът на разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях, през 2017 г. е по-малък с неотработени 1 870 работни дни в резултат на обезщетения по болест и бащинство, както и със 113 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2017 г. отражение дава и движението на персонала - назначени и напуснали работници и служители. През новия регулаторен период средствата за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Освен това през новия ценови период е заложено 10 (десет) процентно увеличение на средствата за работна заплата, спрямо същите за 2017 г.;

3. ***Разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 1 954 хил. лв. на 742 хил. лв. или с 1 212 хил. лв.***

За периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. предстоящите за закупуване емисии CO_2 за производството на електрическа и топлинна енергия са определени като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта – топлинна и електрическа енергия съобразно чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО (изменена с Директива 2009/29ЕО).

Известно е, че с цел стимулиране и търсене на решения за намаляване на емисиите на парникови газове количеството на квотите, издавани на предприятието безплатно по дерогацията за топлинна и електрическа енергия съобразно чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО, намалява линейно считано от 2013 г.

В представена таблица е показан ръстът на дефицит на квоти за 2018 г. спрямо отчетната
2017 г., като от 42 569 t същият нараства до 50 041 t. Отбелязаният ръст е 7 472 t или в процентно изражение 17,55%.

Основният показател, въз основа на който е извършен разчетът на очакваните генерирани емисии на парникови газове за следващия регулаторен период, е разходът на природен газ. Същият е аргументиран в представеното в КЕВР заявление, обосновки и показатели за очакваната ефективност на работа на съоръженията в централата. В процес на разглеждане на заявлението от Комисията не е постъпило искане за допълнителни обяснения относно стойностите на разхода на природен газ.

Цената, по която реално са закупени емисиите за 2017 г. в края на месец април 2018 г., е 13,16 евро/t.

Вследствие на гореизложеното дружеството настоява КЕВР да приеме предложените количества квоти на емисии CO_2 в размер на 50 041 t със съответното признаване на разходите за покриване на дефицита в предстоящия регулаторен период 2018 — 2019 г.

4. ***В справка № 3 „НВК“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 8,09% на 3,91%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т. 41 от Указания-НВ.***

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно правилото на глава втора, раздел III, т. 40 от Указания-НВ като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

Привлеченият капитал и среднопретеглената му норма на възвръщаемост са определени в съответствие с посочените в отделна справка задължения по кредити и техните лихвени ставки.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за ремонт не се приема. Включената стойност за новия ценови период е значително по-висока от отчетената стойност през базисната година. Този разход ще бъде в състояние да покрие планираните ремонтни дейности, с оглед извършването им съгласно инструкциите на завода производител.

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 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените квоти през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ *за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период*.

4. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 8,09% на 3,91% 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. 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) – 167,28 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 96,63 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,83 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 27 133 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 25 876 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 436 хил. лв. и променливи – 19 440 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 16 896 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,44%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 037 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 138 101 MWh

<u>5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД</u>

С писма с вх. № Е-14-53-3 от 05.04.2018 г. и № Е-14-53-4 от 05.04.2018 г. дружеството е представило в КЕВР заявления за определяне на преференциална цена на електрическа енергия и утвърждаване на цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин. Към заявленията дружеството е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- информация съгласно т. I.4 и II.2 от писмото;
- данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия;
- обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
- справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО;
- заверени копия на договори или анекси към договори за покупко-продажба на електрическата енергия, произведена от когенераторна инсталация № 1 и когенераторна инсталация № 2, ДВГ-3, ДВГ-4 и ДВГ-5, които действат за периода 2017 - 2018 г.

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

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 85,03 лв./MWh, при изчислена еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода - 99,76 лв./MWh;
2. Цена на електрическа енергия, произвеждана по високоефективен комбиниран начин – 198,58 лв./MWh, без ДДС, при изчислена цена 183,58 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия са изчислени при цена на природен газ 384,91 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh.

От копието на публикацията съгласно чл. 29 от НРЦТЕ 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

01.07.2018 г.:

1. Условно-постоянни разходи

1.1. Разходи за ремонт и поддръжка

Разходите за ремонт и поддръжка са определени на база необходимостта от ремонт и поддръжка през 2018 г., разходите за второто полугодие на годината, както и за първото полугодие на 2019 г., и възлизат на 2,264 хил. лв.

Разходите за ремонт и поддръжка за текущия регулаторен период 2017/2018 възлизат на 2,087 хил. лв., а тези за отчетната 2017 г. на 953 хил. лв. Увеличението на разходите спрямо отчетната 2017 г. в текущия регулаторен период се дължи на извършването на междинни ремонти на 30 000 работни часа на КГ № 1 и КГ № 4, а увеличението през следващия регулаторен период 2018/2019 на необходимостта от извършване на основен ремонт на КГ № 5 на 60 000 работни часа според изискванията на завода-производител GE Jenbaher.

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 и 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, проверка за плътност и т.н.;*
- *Превантивна поддръжка на мрежови помпи и спомагателни съоръжения в централата;*
- *Годишна профилактика на силови трансформатори 20/6,3kV и трансформатори СН 6.3/0.4kV;*
- *Годишна метрологична проверка на средства за измерване;*
- *Планова профилактика на ел. уредби, прекъсвачи, релейни защити;*
- *Ремонт и профилактика на основна и второстепенна топлопроводна мрежа, ревизия и ремонт на камери, арматура и компенсатори.*

Разходите за ремонт и поддръжка на основната и второстепенната топлопроводни мрежи за регулаторния период 2018/2019 са предвидени в размер на 241 хил. лв., което е 3% увеличение спрямо същите разходи за настоящия регулаторен период 2017/2018 и 25% увеличение спрямо отчетната 2017 г. Увеличението е наложено от нарастващия проблем на загуба на топлоносител в резултат на пропуски по мрежите, за което свидетелстват и увеличените разходи за вода през отчетната 2017 г. и текущия регулаторен период 2017/2018 г. През 2017г., а и през настоящия регулаторен период дружеството е извършило и продължава да извършва ремонтно-възстановителни мерки по отстраняване на пропуските на топлоносител, като за следващия регулаторен период са предвидени съответните разходи за продължаване на тази дейност.

1.2 Други разходи, пряко свързани с лицензионната дейност

Тези разходи възлизат на 1 948 хил. лв. и са с 23% увеличение спрямо отчетените през базовия период (отчетната 2017 г.). Преобладаваща част в състава на тези разходи са разходите за външни услуги. Увеличението им се дължи основно на увеличение на разходите за наем и поддържане на офис и на разходите за експертни (консултантски, юридически и управленски услуги).

1.3 Разходи за амортизации

Разходите за амортизация за бъдещия регулаторен период са 2 052 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 31.12.2017 г., на които се дължи и незначителното увеличение (с около 6%) спрямо отчетените разходи за амортизация през 2017 г.

1.4 Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите са определени на база действащите организационна структура и политика за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения. Разходите за заплати възлизат на 1 154 хил. лв., като са увеличени с 9% спрямо текущия регулаторен период 2017/2018. Увеличението е с цел покриване на допълнителните разходи, които дружеството ще има през следващия регулаторен период 2018/2019 за наемане на служители във връзка със задълженията за регистрация и опериране на Българската независима енергийна борса по отношение на продажбите на електроенергия на дружеството, както и новите законови изисквания за осигуряване на организация за защита на личните данни, обработвани от дружеството.

Увеличението с 4,7% на разходите за заплати в настоящия регулаторен период 2017/2018 спрямо отчетната 2017 г. се дължи на текучество на персонал и попълването едва в началото на 2018 г. на освободени през 2017 г., но останали незаети позиции в структурата на дружеството.

2. Променливи разходи

Променливите разходи следват производствената програма и ефективността на производство, както от инсталациите за комбинирано производство, така и от инсталациите за производство на топлинна енергия.

Ефективността на комбинирано производство и икономията на първично гориво са на нивата на отчетната 2017 г.

Цената на природния газ, заложена в модела за следващия регулаторен период 2018/2019, е 384,91 лв./knm^3, съгласно изчисленията в Приложение № 5.

Цената на закупените въглеродни емисии за отчетната 2017 г. е цената на закупените през годината емисии – 9.46 лв./t CO_2, а тази за настоящия и следващия регулаторни периоди е изчислена по данните в страницата на Европейската енергийна борса като средна цена на тон въглеродни емисии през 2017 г. – 11,33 лв./t CO_2.

Общият размер на променливи разходи е 9 493 хил. лв. Същите са с 1 058 хил. лв. (12,5%) повече, спрямо базовата година.

3. РБА и инвестиции

Регулаторната база на активите е изготвена според изискванията, на база наличните дълготрайни активи по баланса на дружеството към 31.12.2017 г.

Съгласно указанията на Комисията, инвестициите за 2018 г. не са отчетени в РБА за новия ценови период, независимо от планираната дата на капитализация на съответните активи.

4. Работен капитал

Работният капитал е определен при стриктно спазване на методиката на КЕВР, на база средните салда на търговските вземания и задължения и признатия размер на паричните разходи.

5. Норма на възвръщаемост на собствения капитал.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е заложена в моделите за ценообразуване на 7% - равна на определената от Комисията за текущия регулаторен период 2017/2018. Дружеството отбелязва, че нормата на възвръщаемост на капитала за топлофикационния сектор според утвърдените практики в ЕС е на нива от 10% и над 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 и у нас.

6. Добавка за високоефективно комбинирано производство

Добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е заложена в модела за изчисление на 38 лв./MWh – равна на определената от Комисията за текущия регулаторен период. Така изчислена цената на топлинната енергия за следващия регулаторен период 2018/2019 от 99,76

лв./MWh (без ДДС) ще бъде неконкурентна за клиентите на дружеството и ще доведе до отлив и загуба на клиенти, които ще преминат към алтернативни източници на отопление и битово горещо водоснабдяване. Косвен ефект от това ще бъде замърсяването на въздуха и затрудняване в изпълнението на националните цели за енергийна ефективност при крайни клиенти. С цел запазване на настоящите клиенти и предотвратяване на финансов срив на дружеството е предложено увеличение на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ на 53 лв./MWh, при което цената на топлинната енергия от 85,03 лв./MWh (без ДДС) би останала все още в границите на възможностите на клиентите. Увеличаването на добавката ще позволи на клиентите да продължават да използват централно топлоснабдяване, което в някои случаи е единственият възможен за тях вариант за отопление, а на дружеството да поддържа икономическата си дейност.

7. Заключение

Резултатите, които са получени в модела за цените, при описаната производствена и финансова рамка, отразяваща реалността на функциониране на дружеството, са обезпокоителни:

1) Видно е, че сега действащите цени не покриват разходите на дружеството, защото цената на топлинната енергия, която се получава за настоящия регулаторен период, е много над определените нива, на които дружеството реално продава;

2) Цената на топлинната енергия, която се получава за следващия регулаторен период, при добавка по чл.33 ал.3 ЗЕ от 38 лв./MWh, е много над финансовите възможности на клиентите да ползват централно топлоснабдяване;

3) Тези нива са естествено ограничени и от конкуренцията на цената на електрическата енергия за бита и цената на природния газ за битови клиенти. Все повече системите с въздушни термопомпи, се налагат като алтернатива на централизираното топлоснабдяване в малките и средни градове. Тези системи са още по-конкурентни в районите с мек климат, какъвто е този на гр. Варна. Като пример е посочено, че сегашните цени на електрическата енергия за бита и коефициент на трансформация 3:1, цената на 1 MWh енергия за отопление възлиза на около 60 лв., с ДДС;

4) Изкуственото задържане на цената на електрическата енергия за бита, особено на нощната тарифа, води до отлив на клиенти от услугите централно отопление и битово-горещо водоснабдяване;

5) Тази тенденция е силно изразена през последните години, въпреки предприетите от дружеството мероприятия и мерки за енергийно-ефективни инсталации и постигане на ниски нива на специфични разходи на топлинната енергия.

В сегашната икономическа обстановка и отчитайки конкурентостта на електрическата енергията за бита и природния газ, както и платежоспособността на населението, в частност на клиентите на дружеството, следва да се отбележи, че само при пределна цена на топлинната енергия на нива до 85 лв./MWh, без включен ДДС, и прилаганата търговска политика на дружеството ще му позволи да продължи усилията си за запазване на клиентите и нивата на продажбите на топлинна енергия.

С писмо с изх. № Е-14-53-3 от 17.04.2018 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Отчетна информация за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh в т.ч.:

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

- продажба на ЕРД, MWh, съгласно т. I.5 и т. II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно т. I.10 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

3. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. I.11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

4. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения;

5. Заверени копия на договори или анекси към договори за покупко-продажба на електрическата енергия, произведена от когенераторна инсталация № 1 и когенераторна инсталация № 2, ДВГ-3, ДВГ-4 и ДВГ-5, които действат за периода на 2017- 2018 г.;

6. Надлежно подписано и заверено Приложение № 8 за разделно производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

С писмо към вх. № Е-14-53-3 от 27.04.2018 г. дружеството е представило изисканата информация. В писмото е декларирано, че „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД няма приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период със 1,61% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 8,88% по-висока 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 1,22% 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 6,46% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 8,51% и разходите за заплати и възнаграждения с 9,03%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 26,49%.

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

НВск по отчет за ценовия период е 2,87% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск, е вследствие на завишените условно-постоянни и променливи разходи при относително близки до утвърдените от Комисията продажби на електрическата и топлина енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -3,09%, 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.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации в преноса са коригирани от 743 хил. лв. на 508 хил. лв. или с 235 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на ДМА в преноса на топлинна енергия, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 2 264 хил. лв. на 1 825 хил. лв. или с 439 хил. лв., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „комисионни за управление“ е

коригирана от 712 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.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 436 хил. лв. на 289 хил. лв. или със 147 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 30 000 t се умножат по реалната цена на закупуване, 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 9,236 MW.

След проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-53-5 от 06.06.2018 г. в КЕВР е постъпило следното възражение от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД във връзка с Доклада:

I. Справка № 1 - „Разходи“

1. Намаление на разходите за амортизации в преноса от 743 хил. лв. на 508 хил.лв.

Дружеството възразява срещу намалението от 235 хил. лв. (над 30%), като отбелязва, че тези разходи са определени в съответствие със законовите изисквания и с изискванията за ценообразуване, като са изчислени на основата на техническия и икономическия полезен живот на активите в преноса на топлинна енергия. Прилага се линеен метод на амортизация на активите, според изискванията на ЗЕ, НРЦТЕ и Указания-НВ.

Дружеството счита, че общият подход за определяне на разходите за амортизация, определен и прилаган от Комисията, следва да е съобразен с приложимите нормативни изисквания относно отчитането на амортизируемите активи, съответно разходите за амортизация. 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 25 г. за активите в преноса са довели според дружеството до изкривяване на резултата, защото активите в преноса на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД са с различна продължителност на полезния живот и период на амортизация: топлопроводи – 25 г., АС – 20 г., комуникативно и комуникационно оборудване – 10 г., автомобили - 4 г., компютърна техника – 2 г., стопански инвентар – 15 г. Като допълнение се акцентира върху подобренията на ДМА в преноса, които се извършват в последствие и се амортизират в срока на остатъчния полезен живот на основните активи.

Всички тези детайли няма как да бъдат отразени при прилагането на общия подход за изчисляване на разходите за амортизация по обобщени данни от справка № 2 „РБА“.

Като допълнение се акцентира върху намаляването на разходите за амортизация на активите в преноса, което би довело до съществено ограничаване на 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. Намаление на разходите за ремонт от 2 264 хил. лв. на 1 825хил. лв.

Според дружеството намалението с 439 хил. лв. би повлияло върху планираните за следващия регулаторен период ремонтни дейности, които имат за цел възстановяване на първоначалното работно състояние и оптималните технически параметри в работата на активите. Нереализирането на част от ремонтните дейности, поради липса на средства, ще подложи на риск нормалното функциониране на системата като цяло, съответно реализацията на лицензионните дейности и качеството на услугата.

3. Намаление на разходите за консултантски услуги по управление от 712 хил. лв.

на
0 хил. лв.

Дружеството подчертава, че тази разходна позиция не е нова за дейността на му и разходите за консултантски услуги по управление са пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ и не са неприсъщи за дейността на дружеството, което 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 ѝ направления, които се предоставят регулярно от централата на Група „Веолия“.

Тези разходи, фактурирани от „Веолия Енерджи България“ ЕАД на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, включват:

3.1. Възнаграждение за управление от Veolia Environment S. A. (компанията - майка):

Дружествата от „Група Веолия“ в България, за дейностите в енергетиката, получават услуги по управление от компанията-майка чрез „Веолия Енерджи България“ ЕАД срещу възнаграждение. Разходите за това възнаграждение се разпределят от „Веолия Енерджи България“ ЕАД между различните дружества от Групата (за енергийни дейности) в България, пропорционално на относителния дял на всяко от тях в приходите от продажби.

Разходите са въз основа на два договора между Veolia Environnement S.A. и „Веолия Енерджи България“ ЕАД, подписани на 15.09.2014 г.

3.2. Разходи по договор за разполагаемост на персонал:

Дейностите на Veolia в сектор „Енергетика“ в България са разделени в три различни юридически лица и има 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.

Дружеството определя разходите, фактурирани на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за услугите по договора за разполагаемост на персонал, които 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 прилага унифициран подход и практики по управление на дейностите в енергетиката. Ползването на експертния опит на водещи специалисти в рамките на Групата спестява според 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.

Дружеството в допълнение отбелязва, 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 това, счита че разходите за консултантски услуги по управление от 712 хил. лв. следва да бъдат признати като присъщи разходи за дейността на дружеството.

4. Разходи за емисии парникови газове

Разходите за закупуване на CO_2 квоти на дружеството са базирани на прогнозното количество емисии за 2018 г., закупуването на квоти и отчитането на реалните емисии за 2018 г., които ще бъдат изцяло реализирани в рамките на предстоящия ценови период. Дружеството настоява разходите за закупуване на CO_2 квоти, в размер на 436 хил. лв., да бъдат признати за целите на ценообразуването в пълен размер.

II. Регулаторна база на активите - оборотен капитал.

Дружеството предлага да бъде преразгледан приетия в доклада общ подход за определяне на оборотния капитал на топлофикационните дружества - 1/8 от утвърдените

годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации. Този начин на определяне на оборотния капитал се прилага само при условията, посочени в т. 32.5 от Указания-НВ.

Във връзка с това дружеството възразява срещу начина и размера на корекцията на оборотния капитал, като счита за необосновано прилагането на подобен общ подход. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило във финансовия си отчет данни за изчисляването на оборотния капитал по утвърдената от Комисията методика. Работният капитал е на стойност от 3 019 хил. лв., представен в модела за ценообразуване, е определен при стриктно спазване на методиката на КЕВР, на база средните салда на търговските вземания и задължения и прогнозния размер на паричните разходи за бъдещия ценови период. Изчислена по същата методика, с коригираните от Комисията разходи за дейността, включително и амортизационните разходи, стойността на работния капитал възлиза на 2 760 хил. лв., т. е. е намалена с 258 хил. лв. Намалението на оборотния капитал при изчисляването му от дружеството в размер до 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността е 1 285 хил. лв., което е в пъти по-голямо. Дружеството настоява за коректно изчисляване на сумата на оборотния капитал на база одобрените парични разходи.

III. Норма на възвръщаемост на собствения капитал (НВск).

Дружеството счита, че нормата на възвръщаемост на собствения капитал, която Комисията е определила на топлопреносните дружества в размер на 7% е ниска. Начинът, по който Комисията определя нормата на възвръщаемост на собствения капитал, е неясен и няма данни дали той отчита изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата. Според дружеството, при определянето на нормата на възвращаемост на собствения капитал 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 на отопление и др.), което прави извършването на тази дейност значително по-рискова.

Нормата на възвръщаемост на капитала за топлофикационния сектор, според утвърдените практики в ЕС, е на нива от 10% и над 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 и у нас.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Намаление на разходите за амортизации в преноса от 743 хил. лв. на 508 хил. лв. или с 235 хил. лв. е извършено на база данните, предоставени от дружеството в позиция „Машини, съоръжения и оборудване“ при 25 години срок за амортизация на всички активи в преноса на топлинна енергия. Според счетоводната политика на дружеството прилаганите срокове са както следва: топлопроводи – 25 г., АС – 20 г. Комисията приема частично възражението за основателно, като възстановява 150 хил. лв. за по-ниския срок за амортизация на абонатните станции, като не приема аргументите относно сроковете за амортизация на комуникативно и комуникационно оборудване – 10 г., автомобили - 4 г., компютърна техника – 2 г. и стопански инвентар – 15 г., тъй като тези активи са в отделна разходна позиция и тя не е коригирана.

2. Възражението относно корекцията на разходите за ремонт от 2 264 хил. лв. на 1 825 хил. лв. или с 439 хил. лв. не се приема. В съответствие с т. 1.2 от общия подход при разходите за ремонт са взети предвид мотивираните обосновки на дружествата за включените обекти и съоръжения със съответните стойности, отчетните разходи през 2017 г., както и възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. Приетата стойност на разходите за ремонт е съществено по-висока от

отчетената такава през базисната година, което е основание за изпълнението на една по-пълна и всеобхватна ремонтна програма и осигуряване на безаварийна работа и непрекъснатост на топлоснабдяването.

3. Възражението относно корекцията на разходите за консултантски услуги по управление от 712 хил. лв. на 0 хил. лв. не се приема. Извършени разходи, извън утвърдените от Комисията за лицензионна дейност, са за сметка на възвръщаемостта.

4. За целите на ценообразуването е приета цена на CO_2 квоти в размер на 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените квоти през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ *за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период*.

5. Стойността на оборотния капитал е изчислена като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

6. 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.

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) – 189,15 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 118,50 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 83,80 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 18 007 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 16 578 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 344 хил. лв. и променливи – 10 234 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 27 755 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 5,15%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 597 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 819 MWh

<u>6. „Топлофикация Враца“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-06-2 от 30.03.2018 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия и с вх. № Е-14-06-3 от 30.03.2018 г. заявление за утвърждаване на цена на топлинна енергия с гореща вода, произведени по комбиниран начин. Към заявленията дружеството е представило 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 заявленията не са приложени одитиран годишен финансов отчет за 2017 г., доклад на независим одитор и отчетни справки по ЕССО.

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

- преференциална цена на електрическа енергия – 200,67 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94,14 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на

природен газ 384,55 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh.

Обосновката на дружеството на ценообразуващите елементи за новия ценови период от 01.07.2018 г. е следната:

Като база за изготвяне на прогнозата за формирането на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство за новия регулаторен период от 01.07.2018 г. е използвана отчетната информация за 2017 г. За следващия регулаторен период дружеството не очаква влиянието на външни фактори, които да повлияят съществено върху дейността му /рязко увеличение цените на горивата, резервни части и консумативи, химикали и реагенти и аварийни ситуации, изискващи значителен паричен ресурс/. Дружеството счита, че 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. <u>Условно постоянните разходи</u>

Прогнозата на условно постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2017 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 дружеството очаква разходите за амортизации да се запазят в рамките на тези от 2017 г.

2. Разходите за ремонт са прогнозирани на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Увеличението спрямо отчета за предходната година, според дружеството, се дължи на следните фактори:

a. Ремонтите на газовия двигател в ОЦ „Младост“ до 59 999 часа, съгласно предписанието на производителя на база сключено рамково споразумение след проведена процедура по реда на Закона за обществените поръчки (ЗОП). Според дружеството 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 (приложение 1), рамково споразумение, което не обхваща аварийните ремонти, които са взети на база минал период (Приложение 2.1). Според дружеството през м. май 2019 г. предстои ремонт на 60 000 h, като офертата е дадена в Приложение 2.2.

b. Предстоящ ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска“ на когенератор 1 и когенератор 2, съгласно предписанието на производителя. Стойността на резервните части е посочена в приложената ремонтна програма. Самите ремонти се планира да бъдат извършени със собствени сили и средства. За обезпечаване на резервни части за планираните ремонти е проведена процедура за възлагане на поръчката по реда на ЗОП и е сключено рамково споразумение (Приложение 3).

c. Предстоят основни ремонти на турбокомпресорите, които според дружеството са сериозно амортизирани и състоянието им се отразява на енергийната ефективност на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. За обезпечаване на необходимите ремонти е проведена процедура за възлагане на поръчката по реда на ЗОП и е сключено рамково споразумение (Приложение 4).

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 2017 г., увеличени с разходите във връзка с увеличение на минималната работна заплата от 01.01.2018 г. и свързаните с това увеличение на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Дружеството е предвидило и увеличение на фонда във връзка с предвидено увеличение в числеността на персонала с 3 до 5 човека, с цел попълване на незаетите работни места по звената за

окомплектоване на сменния персонал. В размера на разходите за осигуровки е предвидено и увеличението на осигурителните проценти от началото на годината.

4. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности, са прогнозирани на база постигнати такива по отчет за 2017 г. В прогнозата за следващия регулаторен период, според дружеството, тези разходи бележат намаление спрямо отчета за 2017 г. с 60 хил. лв. По съществените промени са:

- *Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали, материалите за текущо поддържане са разчетени за новия ценови период на база отчетени разходи за 2017 г.. Дружеството е предвидило минимално увеличение, свързано с по-високите цени на горивата.*
- *Разходите за застраховки са без промяна спрямо отчета за 2017 г. В прогнозата за новия ценови период дружеството е заложило действителния размер на разходите съгласно сключените застрахователни полици.*
- *Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, разходите за наеми, експертни и одиторски услуги, вода, осветление и отопление, безплатна предпазна храна по Наредба 11, проверка на уреди, охрана на труда, командировки, разходи за публикации, дружеството запазва в нивата от 2017 г.*
- *Съдебните разходи са в размер, равен на отчета за 2017 г.*
- *Разходите за събрано инкасо - 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 дружеството запазва в размер, постигнат като отчет за 2017 г.*

II. <u>Променливи разходи</u>

1. Разходите за гориво за прогнозния период 2018 г./2019 г. са изчислени на база количество гориво и утвърдената от 01.01.2018 г. цена на природния газ, увеличена с добавката за капацитет – 384.55 лв./1000 knm^3, без ДДС. В прогнозата дружеството не е предвидило използването на биомаса – дървесен, чипс и пелети от слънчогледова люспа.

2. Разходите за енергия, вода и консумативи като цяло дружеството запазва на нивото от 2017 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. С тази обработка дружеството цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и оттам намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане. В това перо дружеството не е включило 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 дружеството е предвидило минимално увеличение в размер на 16 хил. лв., свързано с предвидения режим на работа, предстоящите основни ремонти на съоръженията и преносната мрежа.

3. В разходите за външни услуги дружеството е включило разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2017 г. е заложило увеличение в размер на 6 хил. лв., което е съобразно с очаквания обем и режим на работа на съоръженията при производството на електрическа енергия.

4. Разходите за закупуване на емисии на парникови газове, определени с Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. на КЕВР в размер на 240 хил. лв., при цена 5,22 евро/t. Дружеството счита, че към момента на изготвяне на настоящата обосновка актуалната цена е 12,00 евро/t и продължава да нараства. Дружеството счита, че разходите за закупуване на емисии на парникови газове за периода 01.07.2017 – 30.06.2018

г. са 703 хил. лв. или с 463 хил. лв. повече от утвърдените от КЕВР. За новия ценови период цената на емисиите CO_2 е определена от дружество на 19,2 евро/t.

III. <u>Регулаторна база на активите</u>

Стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите в Справка № 2 – „РБА“ са съгласно данните по счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2017 г.

Размерът на финансиранията за дълготрайни активи е съгласно изготвения от дружеството баланс към 31.12.2017 г.

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от оперативните парични разходи за дейността без амортизациите, съгласно т.32.5. Указания-НВ, тъй като резултатът от изчислението на оборотния капитал съгласно приложената формула е отрицателна величина – (-28 хил. лв.).

IV. <u>Цени</u>

*Дружеството счита, че ниският относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия за новия ценови период. Предвид действащата цена на топлинната енергия към настоящия момент, финансово-икономическите условия в гр. Враца, равнището на заетост и размера на безработицата, липсата на реално работеща икономика в града и региона, дружеството предлага на Комисията да бъде запазено равнището на действащата цена на топлинната енергия и през новия ценови период. В тази връзка и поради факта, че голяма част от топлинната енергия се произвежда от водогрейни котли дружеството предлага да бъде увеличена добавката към получената индивидуална цена на електрическата енергия на **65,00 лв./MWh.** Промяната ще позволи да бъде утвърдена една социално по-поносима цена на топлинната енергия за клиентите в гр. Враца.*

С писмо с вх. № Е-14-06-4 от 03.05.2018 г. дружеството е представило одитиран ГФО за 2017 г.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за предходния ценови период с 4,06% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 3,59% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 0,04% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 52,53% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 457,69%. 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 6,83% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е незначително по-нисък, вследствие на намалените продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е 4,92%, вследствие на завишените условно-постоянни разходи, независимо ръста на приходите от продажби спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени приходи и от нерегулирана дейност.

<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 190 хил. лв. на 94 хил. лв. или с 96 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на ДМА в преноса на топлинна енергия, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 25 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 3 190 хил. лв. на 1 431 хил. лв. или с 1 759 хил. лв., като основните ремонти на Генератор 1 и Генератор 2 в ТЕЦ „Градска“ и подмяната на тръбните участъци в топлопреносната мрежа в представената ремонтна програма по позиции и стойност, са приети като инвестиция, която ще бъде отразена в РБА през следващия ценови период, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ - 5%, в размер на 442 хил. лв. не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 1 239 хил. лв. на 522 хил. лв. или със 717 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 29 954 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от 8,91 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 8,02% на 3,91% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към месец декември 2017 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.

След проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-06-6 от 13.06.2018 г. от „Топлофикация Враца“ ЕАД е постъпило следното възражение относно Доклада:

1. Относно направените в справка № 1 „Разходи“ корекции:

1.1. Извършеното намаление на разходите за амортизации в преноса с 96 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход е необосновано, не е мотивирано и не почива на никаква икономическа логика, а само на възприет административен подход за механично намаление на разходите без да се отчита, че сроковете за амортизация на различните групи активи имат различен полезен живот. 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 е и решение № 1954 от 26.03.2018 г. на Административен съд-София град по а.д. № 8827/2017 г. Този подход на Комисията не дава възможност за възстановяване стойността на активите чрез разходите за амортизация и поставя „Топлофикация Враца“ ЕАД 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 2017 г. Не става ясно как е определен срок на полезен живот на активите в преноса 25 г., съгласно възприетото в т. 1.1. от общия подход, при положение, че за 2016 г. е възприет срок на полезен живот на активите в преноса 30 г., а през 2017 г. - 20 г.

1.2. Възразява се срещу намалените разходи за ремонт в производството и преноса с
1 759 хил. лв. в съответствие с т. 1.2. от общия подход, тъй като предвидените разходи не са с инвестиционен характер, не повишават енергийната ефективност на съоръженията, а целят да запазят техническите характеристики. 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. Системното редуциране на

разходите, необходими за поддържане на съоръженията за комбинирано производство и на топлопреносната мрежа в нормално техническо състояние, води до очаквано нарастване на броя 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 е направен разчет на ремонтната програма за новия ценови период.

1.3. Възразява се срещу намалението на разходите за емисии на парникови газове (CO_2) от 1 239 хил. лв. на 522 хил. лв. или със 717 хил. лв., защото за всяка следваща година предоставяните квоти CO_2 намаляват, което изисква закупуване на по-големи количества на значително по-високи цени. Непризнаването на разходите за въглеродни емисии в заявения размер е необосновано и в нарушение на предвидения в чл. 31, т. 2 от ЗЕ принцип на регулиране, според който цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им, в т. ч. и разходите за закупуване на необходимите квоти за емисии парникови газове. Същите трябва да бъдат прогнозирани и отнесени за периода, в които реално ще бъдат закупени, включително по прогнозни цени за този период. Такова е становището на Административен съд - София град с решение № 1954 от 26.03.2018 г. по а.д. № 8827/2017 г. и решение на ВАС № 14068 от 2016 г. по а.д. № 4555/2016 г.

2. В справка № 3 нормата на възвръщаемост на привлечения е коригирана от 8,02% на 3,91% в съответствие с т. 41 от „Указания-НВ“ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м.деквмври 2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход. Данните на БНБ са обобщени среднопретеглени за целия пазар през 2017 г. и не отчитат факта, че заемите са сключени през предходни регулаторни периоди. От друга страна дружеството няма задължение да извършва периодични предоговаряния на сключените договори за кредит или рефинансиране. Това е в противоречие с принципа на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените на енергийните предприятия трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвращаемост на капитала. Такова е и становището на Административен съд - София град, изразено с решение № 1954 от 26.03.2018 г. по а.д. № 8827/2017 г.

3. В Доклада е записано, че дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW. В съответствие с издадената лицензия „Топлофикация – Враца“ ЕАД притежава две централи с инсталирана електрическа мощност, както следва:

- ТЕЦ „Градска“ с обща инсталирана електрическа мощност 6,24 MW;
- ОЦ „Младост“ с инсталирана електрическа мощност 2,004 MW.

Във връзка с гореизложеното дружеството моли Комисията да вземе под внимание представените от „Топлофикация Враца“ ЕАД възражения по извършените корекции в разходите и натуралните показатели в ценовия модел за определяне цените на топлината и електрическата енергия от комбинирано производство в сила от 01.07.2018 г.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за амортизации не се приема. Процесът на регулиране изисква освен точно и обективно отразяване в цените на необходимите и доказани от дружеството разходи, така и осигуряване на 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 на горивата, 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. Включената стойност за новия ценови период е по-висока от отчетената стойност през базисната година. Този разход ще бъде в състояние да покрие

планираните ремонтни дейности, с оглед извършването им, съгласно инструкциите на завода-производител.

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 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените квоти през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ *за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период*.

4. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 8,02% на 3,91% възражението на дружеството не се приема. Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и т. 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. 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. Този подход създава стимули за по ефективно управление и оптимизиране на паричните потоци. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

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) – 190,49 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 119,84 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,59 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 17 057 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 16 312 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 347 хил. лв. и променливи – 10 965 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 11 007 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 6,77%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 56 048 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 179 MWh

<u>7. „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново</u>

С писмо с вх. № Е-14-05-3 от 30.03.2018 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 е приложен неодитиран годишен финансов отчет за 2017 г.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2018 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 230,11 лв./MWh, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46,00 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 99,89 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на

природен газ – 491,52 лв./knm^3(с включена добавка за пренос - 105,64 лв./knm^3).

Обосновката на „Топлофикация-ВТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., е следната:

I. Условно постоянни разходи

1. Разходи за амортизации

Отчетените разходи за амортизации на ДА за 2017 г. са 186 хил. лв., в т. ч. 146 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 40 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период от 01.07.2018 г. са 218 хил. лв., като дружеството ги е завишило с общо с 32 хил. лв., както следва:

- Увеличение на разходите за амортизации за производство на топлинна енергия 36 хил. лв. /амортизация въведения в действие през м. януари 2018 г. котел ПТ 10 с биогориво за производство на ТЕ/.

- Разходите за амортизация на активи в преноса на топлинна енергия дружеството запазва на същото равнище, както отчетените за 2017 г.

В прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. съгласно Указания-НВ. На консервираните активи не се начисляват амортизации, дружеството не предвижда да се въведат отново в действие през новия ценови период.

Прогнозни разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия - 178 хил. лв., в т. ч. за производство на електрическа енергия 106 хил. лв., за производство на топлинна енергия - 72 хил. лв.

В разходите за амортизации, отнесени към производството само на топлинна енергия -72 хил. лв., са включени амортизации на котел ПТ 10 на биогориво – 27 хил. лв.

Прогнозни разходи за амортизации на ДА в „Преноса“ за новия ценови период - 40 хил. лв.

Дружеството счита, че други промени в амортизациите не се очакват, не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. Разходи за ремонти

Отчетените разходи за ремонт през 2017 г. общо са 49 хил. лв., в т. ч. отнесени към производството на електрическа енергия 24 хил. лв., към производството на топлинна енергия - 2 хил. лв., общо за двата продукта - 4 хил. лв. /текущ ремонт/ и към преноса на топлинна енергия 19 хил. лв.

Общо прогнозните разходи за ремонт са 315 хил. лв.

Дружеството прилага ремонтна програма за новия ценови период от 01.07.2018 г. и ценова оферта от производителя на когенераторите.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за прогнозирания ценови период са завишени със 120 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2017 г., поради назначаване на главен инженер от 01.03.2018 г. и на юрисконсулт от 01.02.2018 г., увеличение на заплатите на работещите в дружеството, базирано на увеличението на МРЗ с 11% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2017 г. в отрасъла по данни на НСИ.

Дружеството изпитва затруднение в набирането на персонал, поради което с повишаване на възнагражденията цели приближаване до възнаграждения в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

Във връзка с изменението на Наредбата за работното време, почивките и отпуските - чл. 9а, 9б (Нови - ДВ, бр. 41 от 2017 г., в сила от 01.01.2018 г.), поименните графици трябва да са изготвени така, че сборът от работните часове по графика на работника или служителя за периода, за който е установено сумираното изчисляване, да е равен на нормата за продължителност на работното време, определена по чл. 9б. Това

изменение, според дружеството, налага наемането на нови работници в производството и увеличение на ФРЗ с /10 хил. лв./. Увеличението на отчетените разходи за заплати за 2017 г. в сравнение с одобрените от КЕВР за предходния ценови период, е 6 хил. лв.

4. Разходи за социални и здравни осигуровки, социални разходи.

Прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период.

Социалните разходи са предвидени за подпомагане на болни работници – главно за лекарства и медицински консумативи и др. еднократни помощи.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ.

За ценовия период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са 650 хил. лв.

5.1. Горива за транспорт – 15 хил. лв., завишени с 5 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2017 г., поради използване на вътрешен транспорт от дружеството за зареждане на котел ПТ 10 с дървесен чипс.

През 2017 г. същият котел почти не е работил – доказателство е малкият разход на биогориво в отчета за 2017 г.

5.2. Материали за текущо поддържане – 33 хил. лв.

Разходите включват подмяна на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, свещи и др. Завишени са с 19 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2017 г., поради големия разход на масло за когенератора.

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. Дружеството счита, че липсата на финансови средства за основни ремонти и инвестиции в мрежата изисква повече средства за текуща поддръжка.

5.3. Въоръжена и противопожарна охрана – отчетените разходи за въоръжена и противопожарна охрана са значително намалени, поради прекратяване на договора за охрана. Предстои сключване на нов договор за охрана за предстоящия ценови период.

5.4. Разходите за наем включват:

1. Наем на „Газов генераторен комплект № 7 – 5027 /когенератор/“ съгласно Договор за наем на движимо имущество от 05.01.2015 г. с „Топлофикация Бургас“ ЕАД - дружеството е приложило договора.

2. Наем на Телехендер „MANITU“ /телескопичен манипулатор / съгласно Договор от 01.02.2010 г. с „МИНА Станянци“ АД, гр. София. Използва се от дружеството да зарежда биогориво в котлите 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 на нови работници и служители.

5.6. Разходи за екология - 8 хил. лв., включват верификация на 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.

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 – 491,52 лв./knm^3 без ДДС и акциз /352,65 лв.+6,59+99,05 лв.+4,61+28,62/ за „Овергаз Север“ АД, който е доставчик на природен газ за „Топлофикация ВТ“ АД.

Разходи за вода

Отчетените разходи за вода в производство за 2017 г. са 259 хил. лв.

За ценовия период от 01.07.2018 г. разходите за вода са завишени с 11 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.

Разходите за акциз за 2017 г. са 196 хил. лв. - приложена е справка за начисления акциз на природния газ за 2017 г.

През ценовия период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. разходите за акциз са 179 хил. лв., намалението се дължи на намаленото количество природен газ за новия ценови период.

„Топлофикация ВТ“ АД не е лицензирано по ЗЕ като производител на електрическа енергия, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MW, поради което дружеството плаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия.

Примерна стойност на добавката съгласно чл. 33, ал. 3 от ЗЕ за новия ценови период – 46 лв./MWh.

IV. Разходи за закупуване на емисии парникови газове (CO_2)

През 2018 г. „Топлофикация ВТ“ АД планира да закупи емисии парникови газове 9 331 t. В отчета за 2017 г. е отчетен разход за закупуване на емисии от 219 хил. лв.

С Решение № Ц -18 от 01.07.2017 г. е утвърден разход за закупуване на емисии в размер 27 хил. лв.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид в размер на 413 хил. лв., които влизат в разходната част за новия ценови период са определени по цена 12 евро/t на реално закупените емисии през 2018 г. и 10,4 евро/t, отразяващи непризнатия разход от 192 хил. лв. в ценовия период.

V. Норма на възвращаемост на привлечения капитал

Средната норма на възвращаемост на привлеченият капитал е 7,40%.

Поради забавените плащания за топлинна енергия от битови, бюджетни, общински абонати „Топлофикация ВТ“ АД изпитва затруднение при плащане на авансовите вноски за природен газ, особено при започване на отоплителния сезон.

Трябва да се отчете и по-високата цена на природния газ, който дружеството купува от „Овергаз Север“ ЕАД – със 105,64 лв./knm^3, без ДДС.

Това налага дружеството да ползва 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.

VI. Регулаторна база на активите

1. При определяне на признатата стойност на активите за базисната година дружеството приема предходната календарна година – 2017 г.

Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2017 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

В признатата стойност на активите към 31.12.2017г. не са включени:

а) Активи, несвързани с лицензионната дейност /социални дейности/

б) Активи отдадени под наем

в) Консервирани дълготрайни материални активи

г) Активи, придобити чрез финансиране

Финансирането на ДА е с различен % при отделните активи и е част от отчетната стойност на актива.

д) Лек автомобил

2. Разпределение на дълготрайните активи между комбинирано и разделно производство.

Разпределението е извършено в зависимост от дела (%) на участие в производствения процес на двата продукта – електрическа и топлинна енергия.

Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ /котли, помпи, резервоари и др./ дружеството е отнесло към производството на топлинна енергия.

3. Разпределение на дълготрайните активи при производството между електрическа и топлинна енергия.

Според дружеството 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 инсталираната мощност:

- 2,8 MW електрическа - 48%

- 3,1 MW топлинна - 52%

Отчетната стойност на всички останали активи в производството дружеството е отнесло към топлинната енергия.

4. Разпределението на дълготрайните активи между производството на двата продукта и преноса на топлинна енергия дружеството извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете лицензирани дейности се отнасят.

VII. ОБОРОТЕН КАПИТАЛ

Оборотният капитал е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите, като не са включени разходите за амортизации.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За предходния ценови период дружеството отчита с 5,97% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 8,76% по-ниско от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 58,66%, прогнозните за новия ценови период са 40,14%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 36,46% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт със 452,63%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период повишение на общата стойност на инвестиционните разходи с 242,86%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -333850,78% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на променливите разходи при условията на намалени продажби от топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е в размер на 179082,91% в резултат на реализираните от дружеството други приходи.

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.

<u>Образуване на цените</u>

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

- общите разходи за ремонт са коригирани от 315 хил. лв. на 160 хил. лв. или с 155 хил. лв., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 574 хил. лв. на 494 хил. лв., или с 80 хил. лв., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 242 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.

- разходните позиции – „Разходи за вода“, „Разходи за закупена енергия“, „Консумативи (химикали, реагенти)“ са коригирани от 491 хил. лв. на 368 хил. лв., или със 123 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 413 хил. лв. на 163 хил. лв. или с 250 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 9 331 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от 8,91 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 7,40% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ във водогрейната част на централата е коригиран с 90 knm^3, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия до средните нива за подобни инсталации и в съответствие с т. 5 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 13 250 MWh (40,14%) на 11 750 MWh (35,60%), или с 1 500 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход. Корекцията е отразена в количеството за продажба.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.

След проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-05-6 от 13.06.2018 г. от „Топлофикация ВТ“ АД е постъпило следното възражение относно Доклада:

I. Относно използване на общ подход при формиране на ценообразуващите елементи на цените:

Според дружеството в т. 1.2 сумите не кореспондират с тези, които са заявени от „Топлофикация-ВТ“ АД. Записано е, че е направена корекция на разходите за ремонт от 3 190 хил. лв. на 1 431 хил. лв. Заявените разходи за ремонт от „Топлофикация-ВТ“ АД са в размер на 315 хил. лв., които са необходими за задължителния основен ремонт на 84 000 h работа на газов двигател - 16V25SG на Wartsila. Според дружеството ремонтът е задължителен по спецификацията на производителя - Wartsila Sweden AB. Дружеството планира ремонтните дейности да бъдат извършени от 16.07.2018 г. до 15.08.2018 г., като основният ремонт на двигателя е на стойност 285 хил. лв. От тях 260 хил. лв. са за ремонт на съоръженията за производство на електрическа енергия, а 25 хил. лв. са за ремонт на съоръженията за производство на топлинна енергия. Допълнително към тях дружеството включва и разходи за ремонти на топлопроводи на стойност 25 хил. лв. и 5 хил. лв. за ремонт на абонатни станции. Общо разходи 315 хил. лв. за неотложни и крайно необходими ремонти. Предвидените ремонти са минимално необходимите за продължаване на нормалната работа на съоръженията по производство на електрическа и топлинна енергия, които са задължителни, за да се обезпечи нормалната и безаварийната работа на съоръженията, изпълнението на обществените задължения на „Топлофикация-ВТ“ АД и подобряване на качеството на топлоснабдяването. Дружеството счита, че всяка една рестриктивна корекция на ремонтната програма би довела до настъпването на непоправими щети, които могат да причинят спиране на производството на топлинна и електрическа енергия, което ще бъде във вреда на крайните потребители.

В т. 1.3. е посочено, че по отношение на разходите за заплати и възнаграждения са допуснати увеличения в стойностите с 10%. Поради това е направена корекция от 574 хил.

лв. на 494 хил. лв. в съответствие с общия подход. Такъв общ критерий не следва да бъде налаган по отношение на заплатите и възнагражденията в „Топлофикация-ВТ“ АД, защото те са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“ от 1 769 лв. За сравнение средната брутна работна заплата в дружеството е в размер на 745,40 лв. При такова съществено коригиране на разходите за дружеството е невъзможно да се достигне средния размер на възнагражденията в отрасъла. Съществено се намаляват и възможностите да бъдат привлечени нови кадри с експертни познания и добра мотивация за работа, както и задържането на квалифицираните работници, защото заплащането е неконкурентно спрямо останалите работодатели в региона. Дружеството счита, че ограничаването на разходите за заплати и възнаграждения би довело неизменно до неконкурентноспособност на пазара на труда, като и в момента „Топлофикация-ВТ“ АД изпитва остър недостиг на работници и служители, което неизменно би оказало влияние в бъдеще, ако не бъдат предприети спешни действия и не бъдат направени заявените разходи за работна сила.

Дружеството възразява срещу коригираните разходи в допълнително добавената позиция „други разходи“ от 242 хил. лв. на 0 лв. - разходи за фонд „Сигурност на електроенергийната система“, които не са включени в общите разходи. Дружеството обръща внимание на факта, че разходите за вноски в този фонд, въведени от 24 юли 2015 г. с промените в ЗЕ, са допълнителна финансова тежест. Тази сума не се взема предвид при формирането на регулираните цени, съгласно закона и общия подход, но са реален разход за предприятието, който налага ограничения в инвестиционната дейност и оперативните плащания. Дружеството счита, 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 му стабилност.

Съществено са коригирани и разходните позиции „Разходи за вода“, „Разходи за закупена енергия“ и „Консумативи (химикали, реагенти)“ със 123 хил. лв. Според дружеството, увеличението на разхода за вода, енергия и консумативи е свързано с инсталирането на нов котел „ПТ 10“ от 15.01.2018 г. и неговата експлоатация. Дружеството предвижда увеличаване на абонатните станции, които консумират електрическа енергия, която е за сметка на „Топлофикация-ВТ“ АД, тъй като те са негова собственост, съгласно чл. 137, ал. 1 от ЗЕ. Консумативите, използвани за регенериране на омекотяващата инсталация (морска сол, солна киселина, азотна киселина, NaCl - в чист вид за лабораторни анализи, NaOH, калиев хромат и др.), са със завишени цени спрямо 2017 г., което увеличава разходите, необходими за ценовия период 07.2018 г. - 06.2019 г.

Дружеството настоява да се вземе предвид, че Комисията е изчислила прогнозните разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид на база на количества и цени за предходния отчетен период. Съгласно чл. 8, ал. 4 от НРЦТЕ регулаторният орган утвърждава не фактически, а прогнозен размер на разходите, свързани с лицензионната дейност. Според дружеството, икономически обосновано е разходите за емисии да се включват в цените на периода, за който са относими, на база прогноза. „Топлофикация-ВТ“ АД счита, че всички икономически обосновани разходи, в т.ч. и разходите за закупуване на необходимите квоти за емисии парникови газове следва да бъдат включвани в цените за периода, за който се отнасят, тъй като в противен случай се получава изместване на разходи, които да бъдат заплащани от клиентите през период, към който са неотносими. Както количествата, така и цената на емисионните квоти следва да бъдат прогнозни за предстоящия регулаторен период, а не отчетни, тъй като енергийните предприятия ще закупуват емисиите през бъдещ период, като изискването е прогнозирането да е въз основа на данни от националната и международната практика, съгласно чл. 3, ал. 4 и чл. 8, ал. 4 от НРЦТЕ.

Към заявлението за утвърждаване на цени на енергия дружеството е приложило таблица, в която е включена и добавка към цената на квотите за новия ценови период за компенсиране на непризнатите разходи за CO_2 в текущия ценови период 01.07.2017-

30.06.2018 г. Тази добавка е съобразно съдебно решение № 1852 от 21.03.2018 г. на Административен съд - София-град по адм. дело № 8833/2017 г. Добавката увеличава цената на въглеродните квоти за периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. на 22,40 евро/t. Това е заради непризнати 192 хил. лв. въглеродни емисии за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., които са реално претърпяна загуба вследствие на рестриктивното решение на Комисията от 01.07.2017 г.

Дружеството счита, че нормата на възвращаемост на привлечения капитал е неправилно коригирана от 7,40% на 3,91%. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. Съгласно т. 40 от глава втора, раздел трети от Указания-НВ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се изчислява като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал. Дружеството е заявило норма на възвръщаемост на привлечения капитал като среднопретеглена съгласно т. 40 от Указания-НВ според договорените лихви и тегла на заемите в размер на 7,40%. Комисията, позовавайки се на т. 41 от Указания-НВ, е определила пределна пазарна цена на привлечения капитал за всички дружества в сектор „Топлоенергетика“ на база на статистически данни на БНБ за 2017 г. в размер на 3,91%. Според дружеството, в случая регулаторният орган е поставил пазарни ограничения на договарянето на привлечен капитал, но не на база на относимите към момента на привличане на капитала лихвени нива, а въз основа на лихвените нива за последната година. Дружеството счита, че не е икономически обосновано Комисията всяка година 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 и това е в противоречие на предвидения принцип на регулиране в чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Разходът на природен газ във водогрейната част на централата е коригиран с 90 knm^3. Според дружеството, заявеният разход е реален, поради амортизация на водогрейните котли и тяхната намалена ефективност до 85% и те не могат да достигнат общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия до средните нива за подобни инсталации.

Технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 13 250 MWh (40,14%) на 11 750 MWh (35,60%) или с 1 500 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход. Дружеството счита, че предвиденият спад спрямо отчета за 2017 г. на загубите до 40,14% е вследствие на ремонтни дейности по топлопреносната мрежа и за да се предвиди по-голям спад на загубите до 35,60% са необходими по-голямо количество ремонтни дейности, които не могат да бъдат извършени в периода 07.2018 г. - 06.2019 г., без да окажат влияние на качеството на подаваната топлинна енергия или без да забавят подаването на топлинна енергия за отоплителния период 2018-2019 г.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт се приема. Допусната е техническа грешка при описанието. Коригирана е предложената стойност от 315 хил. лв. на 160 хил. лв., предвид обстоятелството, че основният ремонт на двигателя е с инвестиционен характер, като след извършването му се повишава стойността на активите. Съответните активи са елемент от цените през следващия ценови период.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения не се приема. За новия ценови период разходите са повишени с 8,81%.

Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия.

3. Възражението на дружеството относно непризнаване на разходи в допълнително добавената позиция „други разходи“ от 242 хил. 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 корекцията на разходните позиции „Разходи за вода“, „Разходи за закупена енергия“ и „Консумативи (химикали, реагенти)“ със 123 хил. лв. не се приема. При сходни производствени програми променливите разходи са идентични.

5. 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 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените квоти през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ *за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период*.

6. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 7,40% на 3,91% възражението на дружеството не се приема. Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и т. 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. 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. Този подход създава стимули за по ефективно управление и оптимизиране на паричните потоци. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

7. Възражението на дружеството относно корекцията на разхода на природен газ не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, в конкретния случай разходни норми за производство, над които съответният разход не се признава за регулаторни цели.

8. Възражението на дружеството относно корекцията на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, в конкретния случай достигането до определена стойност на разхода, над която съответният разход не се признава за регулаторни цели.

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) – 202,68 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 89,32 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
   - Необходими годишни приходи – 6 216 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 6 155 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 383 хил. лв. и променливи – 4 772 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 1 563 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 3,91%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 21 300 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 260 MWh

8. „Топлофикация-Разград“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-16-2 от 30.03.2018 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 отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтна и инвестиционна програми.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2018 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 180,60 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 134,60 лв./MWh;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46,00 лв./MWh,

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 97,98 лв./MWh.

Така предложените цени на енергия са изчислени при цена на природен газ в размер на 491,52 лв./knm^3.

Обосновката на „Топлофикация Разград“ ЕАД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., е следната:

Годишните разходи са планирани като функция от разходите, реализирани през 2017 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност, свързана с произведената топлинна и електрическа енергия; инсталирана топлинна и електрическа мощност; отчетна и балансова стойност на активите за производство на електрическа и топлинна енергия; брой персонал.

Съгласно ЕССО разходите са планирани както следва: разходи за производство на топлинна и електрическа енергия; разходи за пренос и реализация на топлинна енергия.

Условно-постоянните разходи са разделени по основни направления:

Разходите за амортизации са съобразени с амортизуемите активи и са съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи.

Разходите за ремонт са планирани съгласно техническите изисквания за ремонт на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и реализираните разходи за ремонт през 2017 г.

Разходите за заплати и възнаграждения са планирани на база отчетените такива за 2017 г., като за новия период е предвидено минимално увеличение, дължащо се на предстоящо пенсиониране на двама служители на дружеството и съответно изплащане на обезщетения за пенсионирането им. Начисленията 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.

Дружеството планира намаление на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, спрямо отчетените такива с 9% . Намалението се дължи на предвидена икономия от абонаментно поддържане в размер на 24% (53 хил. лв.). Всички останали условно постоянни разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, дружеството планира на база постигнатите разходи през 2017 г.

Разходи, свързани с нерегулираната дейност, са планирани на база постигнатите разходи през 2017 г., като е предвидена икономия. Дружеството не планира приходи от присъединяване, услуги и топлоносител.

Променливи разходи, свързани с разходи за гориво за комбинирано производство:

Разходите за гориво за комбинирано производство на електрическа енергия са формирани на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на електрическа енергия. Цената на природния газ, заплащана от дружеството, е в размер на 491,52 лв./knm^3 и включва цена за природен газ в размер на 352,65 лв./knm^3, цена за пренос 4,61 лв./knm^3, цена за достъп до газопреносната мрежа 28,62 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 от 17.08.2017 г.).

Разходите за консумативи, вода, за закупена енергия и за външни услуги са планирани на база годишните разходи за 2017 г.

Акцизът на природния газ дружеството формира на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.

Акциз на въглищата за производство на топлинна енергия дружеството не планира.

Разходите за емисии парникови газове (CO_2) са планирани като произведение от количеството емисии на парникови газове, необходимо за закупуване (с приспаднат брой безплатни квоти) и тяхната борсова цена.

Дружеството заявява, че добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е прогнозирана в размер на
46 лв./MWh, като се реферира към решение № Ц-18 от 30.06.2017 г. и договора за разпределение на природен газ с „Овергаз Мрежи“ АД.

При отчитане и планиране на разходите, не са взети предвид разходите, съгласно чл.36е, ал. 4 от ЗЕ, представляващи ежемесечните вноски към Фонд „Сигурност на електроенергийната система, които за 2017 г. са в размер на приблизително 113 хил. лв., разходите за неустойки, свързани с неизпълнение на сключените договори, разходите за отписване на вземания, разходите за нерегулирана дейност, разходи за дялово разпределение и други. Общият размер на разходите, отчетени като разходи за нерегулирана дейности, ненамиращи отражение в цените на енергия на дружеството, са в размер на 502 хил. лв.

„Топлофикация Разград“ ЕАД информира, че дейността му не попада в обхвата на
чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

С писмо с изх. № Е-14-16-2 от 19.04.2018 г. от „Топлофикация Разград“ ЕАД на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Инвестиционна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

2. Ремонтна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

3. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия за 2016 г., както и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г. Приложението се намира на следния линк: http://www.dker.bg/bg/za-kevr/normativka-baza/ukazaniya.html;

4. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

5. Заверена и подписана обосновка за формиране на разходите на дружеството за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., съгласно т. 2.8 от писмо с изх. № ТР-Д-110 от 30.03.2018 г.

С писмо с вх. № Е-14-16-2 от 02.05.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано

следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 9,07% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са със 7,42% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са с 6,91% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,74% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 29,27%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 40,40%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -60,04% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на променливите разходи при условията на спад на продажбите на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите, представени в ОПР, е -116,36% и се дължи на по-високите разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 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 5,57% на 3,91% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход;

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в централата е коригиран с 250 knm^3, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до нивото на отчетените стойности за ефективност през 2017 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

С писма с вх. № Е-14-16-3 от 31.05.2018 г. и № Е-14-16-4 от 06.06.2018 г. в КЕВР са постъпили следните възражения от „Топлофикация - Разград“ ЕАД във връзка с Доклада и проекта на решение:

1. Намаление на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 5,57% на 3,91%.

Дружеството възразява срещу посочения по-горе лихвен процент на БНБ, който е към 31.12.2017 г., като отбелязва, че сключените от „Топлофикация – Разград“ ЕАД договори за кредити са от 2009 г. и 2013 г., при лихви съответно 9,32% и 8,93% (Източник: БНБ). В допълнение към лихвения процент по кредитите се начисляват такси и комисионни, съпътстващи одобрението и обслужването им, които увеличават стойността им. Дружеството предприема действия за предоговаряне, като в края на 2017 г. лихвените равнища са съответно 4,5% и 8,25%. Заложената в ценовия модел НВ на привлечения капитал е в съответствие с договорите за кредити на дружеството. Копия са предоставени

като приложение към заявлението за цени.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в централата е намален с 250 knm^3, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до нивото на отчетените стойности за ефективност през 2017 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

За новия регулаторен период е предвидено централата да произведе 15 957 MWh топлинна енергия и 17 640 MWh електрическа енергия с 4 560 knm^3 природен газ, при долна работна калоричност на горивото 8 250 $kcal/knm^3$ и при направени изчисления по утвърден със Заповед на Министъра на енергетиката № Е-РД-16-868 от 14.12.2017 г. „Алгоритъм за пресмятане за 2018 г.“ се получава обща енергийна ефективност (ОЕЕ) $\eta_{общо}$ = 76,8%. Във връзка с чл. 4, ал. 1, т. 1 от Наредба № РД-16-267 от 2008 г. относно инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ДВГ), за да се признава комбинираното производство за високо ефективно е необходимо ОЕЕ $\eta_{общо}$ ≥ 75%. Долната работна калоричност на природния газ, която участва в изчисленията, не е известна предварително. За новия регулаторен период дружеството е приело ОЕЕ $\eta_{общо}$ = 75% - нормативно допустимо. За информация в таблица е представена отчетената ОЕЕ по години от 2013 г. до 2017 г. вкл., като колебанията са от 75,2% до 78,5%.

Дружеството счита, че намаляването на природния газ с 250 knm^3 би означавало работа на инсталацията през летния период с по-малко от 45 денонощия и ОЕЕ за новия регулаторен период - 81,2%, което е нереално и непостижимо.

3. След извършените корекции са посочени необходими годишни приходи в размер на
5 314 хил. лв. На база на тези необходими приходи и при количества електрическа енергия -
16 300 MWh и топлинна енергия - 25 720 MWh, са определени съответно цените - 184,73 лв./MWh и 74,96 лв./MWh. Дружеството счита, че в Доклада цените не са определени коректно, тъй като при извършените от него изчисления се отчита разлика в необходимите приходи в размер на 375 хил. лв.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 5,57% на 3,91% възражението на дружеството не се приема. Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и т. 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. 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. Този подход създава стимули за по-ефективно управление и оптимизиране на паричните потоци. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

2. По отношение на корекцията на разхода на природен газ възражението на дружеството не се приема. Нормите за разход на гориво при дефиниране на изискванията за високоефективно комбинирано производство не са релевантни при определяне на разхода за гориво, като ценообразуващ разход. Постигнатите по-добри норми през изминалия ценови период са база при определяне на разхода за новия ценови период. Съгласно изискванията на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ *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 за отчетния период, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на производство.*

3. След извършване на корекцията на цената на природния газ необходимите приходи са преизчислени и са в рамките на определените цени.

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) – 193,45 лв./MWh,
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,47 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 5 197 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 077 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 219 хил. лв. и променливи – 3 858 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 076 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 16 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 25 720 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 2017 г. и отчетна информация за 2017 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;

Цени 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 102,43% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 42,73% 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 намаление на общата стойност на УПР с 40% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на намалените разходи за амортизации с 44,44% и разходите за ремонт с 43,75%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през следващия регулаторен период.

Образуване на цените

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

- разходните позиции „разходите за заплати и възнаграждения“ и „Начисления, свързани с т. 3, по действащото законодателство“ са коригирани до нивото на отчетените през 2017 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 7,92% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 112 MWh (44,55%) на 712 MWh (28,53%), или с 400 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход. Корекцията е отразена в топлинната енергия за продажба.

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) – 279,08 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,96 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 850 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 813 хил. лв., от които условно-постоянни – 431 хил. лв. и променливи – 382 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 953 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,92%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 836 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 784 MWh

10. „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“

С писмо с вх. № Е-15-57-8 от 30.03.2018 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.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2018 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – **266,56 лв./MWh,** с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – **46,00 лв./MWh**;

- индивидуална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – **220,56 лв./MWh;**

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **152,56 лв./MWh**.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 534,98 лв./knm^3.

Обосновката на „Овергаз мрежи“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е следната:

Годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2017 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.

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 когенераторната инсталация и реализираните разходи на дружеството за ремонт през 2017 г.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Включват разходите за заплати на персонала зает в съответната дейност - планирани са на нивото на 2016 г. През 2017 г. за 4,5 месеца в дружеството е имало свободно щатно място.

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 2017 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; наеми; проверка на уреди; разходи за транспорт; 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.

Дружеството не планира реализирането на разходи в следните направления: горива за автотранспорт; работно облекло; абонаментно поддържане; 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 534,98 лв./knm^{3}и включва цена за природен газ в размер на 352,65 лв./knm^3, цена за пренос 4,61 лв./knm^3, цена за достъп до газопреносната мрежа 28.62 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 на КЕВР № Ц-16 от 17.08.2017 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 2017 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.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 13,71% по-ниски количества на произведената електрическа и по-високи със 7,62% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 11,12% по-ниски, а за топлинна енергия с гореща вода са с 15,32% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,87% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 14,67%. 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 -5,57% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните разходи при условията на намалени 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 ЕССО, е отрицателна величина в размер на -3,24%, намалена спрямо утвърдената, вследствие на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия при ръст на условно-постоянните разходи.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 37 хил. лв. на 24 хил. лв. или с 13 хил. лв., в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „информационно обслужване“ е коригирана от 14 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 14 хил. 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.

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 № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за регулаторни цели са коригирани до нивото на разходите на пряко присъединените потребители, в съответствие с т. 6 от общия подход. Корекцията е отразена в количеството топлинна енергия за продажба.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,17 MW.

След проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо вх. № Е-15-57-13 от 31.05.2018 г. от „Овергаз мрежи“ АД е постъпило следното възражение срещу извършени корекции на разходи:

1. Намаление на разходите за амортизации от 37 хил. лв. на 24 хил. лв.

Дружеството счита, че тази корекция е необоснована, тъй като при прилагане на

посочения подход в Доклада разходите за амортизация възлизат на 32 хил. лв. Подробна информация за формирането на амортизациите по активи е представена в табличен вид.

Дружеството цитира разпоредбата на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, съгласно която „разходите за амортизации се изчисляват на основата на обоснован от дружеството и признат от Комисията технически и икономически полезен живот на активите, чрез прилагане на линеен метод на амортизация“. Също така подчертава, че посочените активи „Система за дистанционно предаване на данни...“ представляват софтуер, който поради спецификата си има значително по-кратък амортизационен срок - 3,3 г.

2. Относно нулираната допълнително добавена разходна позиция „информационно обслужване“.

Дружеството е включило в тази разходна позиция разходи за ползване и поддръжка на компютри, интернет и софтуер, издаване на фактури и експорт на финансови документи за разпределените количества топлинна енергия в система САП, планирани на база отчетените годишни разходи за 2017 г.

Добавянето на допълнителни позиции на разходите в ценовия модел има за цел детайлното им представяне. Посочените разходи на дружеството са свързани с лицензионната дейност съгласно разпоредбите на НРЦТЕ, НРЦЕЕ и Указания-НВ. Дружеството счита, че Комисията следва да включи тези разходи в ценовия модел.

След преглед на постъпилото възражение Комисията счита:

1. По отношение на корекцията на разходите за амортизации, възражението на дружеството се приема частично. Възстановени са 8 хил. лв. от разходите за амортизация, разпределени в топлинната енергия.
2. По отношение на корекцията на разходите за информационно обслужване, възражението на дружеството се приема частично. Възстановени са 6 хил. лв. от разходите за информационно обслужване.

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) – 272,19 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 116,08 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
   - Необходими годишни приходи – 474 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 418 хил. лв., от които условно-постоянни – 211 хил. лв. и променливи 208 хил. лв.;
     - Регулаторна база на активите – 719 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,78%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 933 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 897 MWh

<u>11. „Топлофикация Русе“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-09-5 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 носител прогнозна и отчетна информация, съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията.

Допълнително с писмо с вх. № Е-14-09-5 от 03.04.2018 г. дружеството е представило копия на договори: за доставка на въглища и природен газ, за покупко-продажба на електрическа енергия, за транспорт на въглища, за пристанищни услуги; фактури за доставка на въглища; копие от публикация на цените на топлинната енергия, съгласно чл. 29 от НРЦТЕ; електронен носител на информацията от заявлението, както и

на информацията за публикуване.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2018 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 205,40 лв./MWh с добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „пара“ – 93,60 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 77,41 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени с цена на:

- природен газ – 472,00 лв./knm^3 при калоричност 8 168 kcal/knm^3;
- въглища – 221,03 лв./t при калоричност 5 913 kcal/kg;
- мазут – 801,33 лв./t при калоричност 9 756 kcal/kg;
- биогориво – 103,00 лв./t при калоричност 3 747 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на предложените цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., както следва:

<u>Производствени показатели</u>

Като базова година при планиране на цените от 01.07.2018 г. са използвани данните от 2017 г., като са актуализирани, както следва:

1. През август 2017 г. „Топлофикация Русе“ ЕАД е била в престой във връзка с извършване на неотложни ремонтни дейности. За новия ценови период от 01.07.2018 г. не се планира толкова продължителен престой на цялото оборудване, в съответствие с което дружеството планира увеличение на произведените електрическа и топлинна енергия спрямо 2017 г. с 6%.

2. През 2017 г. количеството на произведената от „Топлофикация Русе“ ЕАД нетна електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), удостоверено със сертификати за произход е 202 594 MWh. По преференциална цена са продадени
190 684 MWh, в т.ч 171 234 MWh на обществения доставчик и 19 450 MWh на крайния снабдител. Част от електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) през 2017 г. е реализирана на свободния пазар. За новия ценови период дружеството предлага да бъдат утвърдени 215 000 MWh електрическа енергия за продажба по преференциална цена, което съответства на увеличената продължителност на работа на централата и по-големия обем на продажбите на топлинна енергия спрямо базовата година.

3. Количеството на горивото за новия ценови период е планирано в съответствие с прогнозното увеличение на произведените електрическа и топлинна енергия, при запазване на общата ефективност, отчетена през 2017 г. Характеристиките на използваните горива трябва да гарантират надеждна работа на централата при такова натоварване на инсталациите, което да обезпечава производството на необходимата за клиентите топлинна енергия и минимални количества некомбинирана електрическа енергия. Друго задължително изискване спрямо горивния микс е да осигури спазването на екологичните ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, за които има както норми за допустими концентрации в димните газове, така и максимални годишни количества, като тези лимити намаляват ежегодно. Задълженията относно намаляване на въздействието от дейността на дружеството върху околната среда са регламентирани в Комплексното разрешително на предприятието и в Преходния национален план на Р. България, изготвен съгл. чл. 32 от Директива 2010/75/ЕС.

4. За новия ценови период дружеството планира увеличение на количеството на отделените въглеродни емисии във връзка с по-продължителната работа на централата

и по-големия обем на използваното гориво, както е посочено по-горе. Дружеството планира количеството на квотите, които ще бъдат закупени през новия ценови период да 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 горивото през новия период;

• По-малки количества на безплатно разпределяните квоти по чл. 10а и 10в от Директива 2009/29/ЕО. Дружеството прилага официална информация за безплатното разпределение на въглеродни квоти.

Представени са данни за отчетените и прогнозни емисии за базовия и за новия ценови период.

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. При определянето на преференциалната цена на електрическата енергия за текущия ценови период разходите за закупуване на въглеродни емисии, които Комисията е заложила в разчетите си за „Топлофикация Русе“ ЕАД са в размер на 1 893 хил. лв. Дружеството счита, че реалната стойност на емисиите, които ще бъдат закупени през настоящия ценови период е значително по-голяма. Разликата формира загуба, която дружеството настоява да се компенсира в следващия ценови период.

Икономически показатели 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 01.03.2018 г. - 30.06.2018 г.: 52 000 t по доставна цена 135,00 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе при калоричност 6 000 kcal/kg.

За периода, дружеството е предвидило 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 5,04 лв./t;

2. През периода 01.07.2018 г. - 31.12.2018 г.: 81 000 t по доставна цена 135,00 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе, при калоричност 6000 kcal/kg.

Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода, дружеството е предвидило в размер на 5,04 лв./t.

3. Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01. - 30.06.2019 г.: 92 000 t по доставна цена 135,00 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе, при калоричност 6 000 kcal/kg, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение 5,04 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 е въглища със специфични 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 на дружеството са наложени и сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Посочените обстоятелства ***значително ограничават района, от***

който дружеството може да доставя въглища, с посочените показатели, *като на практика те могат да бъдат* ***<u>доставени само и единствено от Русия</u>.*** *Според дружеството, 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.*

5. Доставката на вносни въглища се характеризира със своята специфика и през м. 09.2017 г. с цел търсене на доставчици на въглища за централата дружеството е обявило конкурс за доставка на 240 000 t + 10%, енергийни въглища с ниско съдържание на летливи вещества и сяра, въглища, марка „Т“, с качествени показатели, съответстващи на технологичния процес. Към датата на приключване на процедурата не са подадени оферти.

Към момента дружеството 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. От представеното писмо от „Дайнинг енерджи“ ЕООД, ведно с приложени към него документи, дружеството може да установи ценовите условия на доставката на основното гориво. Предвид спецификата на въглищата и пазарните условия договорената цена на тон въглища е в размер на 135 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. В резултат на технологичните изисквания е наложително доставчикът стриктно да следи качествените показатели на доставените въглища, поради което всяка натоварена баржа в отправно пристанище Измаил е предмет на обстойно обследване и анализ от сертифициращите лаборатории SGS, Incolab, CCI и др., които да гарантират съответствието на предлаганите и търсени показатели за съответната доставка.

Според дружеството, през последните месеци цената на въглищата на международните пазари, и в частност цената на руските въглища непрекъснато се повишава, но независимо от колебанията на пазара „Дайнинг Енерджи“ ЕООД се стреми да поддържа стабилна цена за „Топлофикация Русе“ ЕАД.

От изложените аргументи и представените документи в приложение № 2.3 към заявлението за доказване на доставната цена на въглищата и документите в приложение
№ 2.4 от заявлението за търговските отношения на доставчика – „Дайнинг Енерджи“ ЕООД с неговите контрагенти, среднопретеглената цена на въглищата е изчислена в утвърдения от КЕВР образец на Справка - Приложение №2 между наличните количества на склад към 01.07.2018 г. и по доставки в рамките на ценовия период. Цената е изчислена при валутен курс 1,60 лв./USD.

II. Цена на природния газ: *за целия разглеждан период е приложена цена в размер на 472 лв./knm^3, съгласно Приложение № 5.*

Обосновка на прогнозната цена на природния газ:

„Топлофикация Русе“ ЕАД използва природен газ като спомагателно гориво в следните случаи:

- за спазване на допустими концентрации на прах и азотни оксиди в отпадните газове, както и ненадхвърляне на годишните емисионни тавани, заложени в Преходния национален план на Р България.

- при разпалване на парогенератор след аварийно спиране на работещата производствена мощност;

- за стабилизиране на горивния процес при намаляване на паровия товар във връзка с колебания в потреблението на пара и гореща вода от клиентите на топлинна енергия;

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 централата, 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. Съпоставката за крайната цена на природния газ със и без предварително заявен капацитет е представена в Приложение 5 от електронните модели на КЕВР. Резултатите от представените данни показват, че за дружеството се формират по-високи разходи при заявен капацитет, тъй като той не винаги е необходим, но подлежи на заплащане.

III. Цената на мазута за разглеждания период е 801,33лв./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. Според дружеството, завишението е следствие от обвързаността на цената на услугите с увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2018 г.

2. Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2017 г. с 15%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2017 г. е в размер на 1 294 лв., спрямо средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която по данни на НСИ за 2017 г. е в размер на 1 751 лв.

Разходите за социални дейности в размер на 72 хил. лв. са съгласно чл. 45 ал. 1 и ал. 2 от КТД.

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, дружеството счита че това увеличение е във връзка с увеличената продължителност на работа на централата спрямо базовия период.

6. Разходите за въоръжена и противопожарна охрана за новия ценови период са планирани в съответствие с условията в договора от февруари 2018 г.

7. При изчисляване на РБА дружеството е спазило изискванията на чл. 30 от Указания-НВ.

8. Спазено е указанието за прилагане норма на възвращаемост 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 2018-2019 г.), дружеството прогнозира необходимите приходи от дейността в размер на 76 181 хил. лв., при прилагане на коефициентите за разделяне на разходите в енергийната част, изчислени в Справка № 6.

С цел продажба на топлинна енергия по социално поносими цени и за стимулиране на високоефективното комбинирано производство, дружеството предлага цените на топлинната енергия за новия ценови период да не надхвърлят утвърдените цени за настоящия ценови период и Комисията да приеме предложените за утвърждаване цени на енергия.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 4,94% по-ниски реализирани количества

електрическа енергия и със 7,67% 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 7,46% 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 7,62% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 29,59%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи със 131,31%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -19,77% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на значителен ръст на условно-постоянните с 29%, променливите разходи с 24% при условията на ръст на приходите от продажби с 4%.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е 10,55%, увеличена, спрямо утвърдената, вследствие на по-високите приходи от продажби, спрямо утвърдените от Комисията и увеличените други приходи от дейността, тъй като в отчета са включени и приходи от нерегулирана дейност, от които най-голям дял заемат финансовите приходи.

<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 858 хил. лв. на 838 хил. лв. или с 20 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на ДМА в преноса на топлинна енергия, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 25 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 3 542 хил. лв. на 2 065 хил. лв. или с 1 477 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 5 428 хил. лв. на 4 721 хил. лв., или със 708 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления, свързани със заплати и възнаграждения по действащото законодателство, са коригирани от 1 388 хил. лв. на 1 162 хил. лв., или с 226 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общото ниво на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, е коригирано от 2 453 хил. лв. на 2 210 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- общата стойност на допълнително добавените разходни позиции „Разходи, свързани с надеждността на експлоатация“, „Провизии при пенсиониране“ и „Други разходи по нормативни актове“ е коригирана от 3 044 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 3 044 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;

- общата стойност на „Разходи за вода“, „Разходи за закупена енергия“ и „Консумативи (химикали, реагенти)“ в производството е коригирана от 1 273 хил. лв. на

1 206 хил. лв. или с 67 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 7 699 хил. лв. на 2 873 хил. лв. или с 4 826 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 164898 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от 8,91 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 6,00% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- разходът на основно гориво въглища в централата е коригиран с 5 000 t, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до средните стойности за ефективност през 2017 г. при издаване на сертификатите за произход и в съответствие с т. 5 от общия подход;

- цената на вносните въглища е коригирана от 221,03 лв./t на 219 лв./t, при калоричност 6000 kcal/kg, до нивото на цената на основното гориво от последното решение (Решение № Ц-39 от 29.12.2017 г. на КЕВР относно изменение на преференциалната цена на електрическата енергия на „Топлофикация Русе“ ЕАД), на база краткия срок между двете решения и тенденцията за стабилност и устойчивост на цените на горивата и съгласно т. 8 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 400 MW.

След проведеното открито заседание на 31.05.2018 г. с писмо с вх. № Е-14-09-7 от 11.06.2018 г. в КЕВР е постъпило възражение от „Топлофикация Русе“ ЕАД във връзка с Доклада. Възражението е срещу следните извършени корекции:

1. Намаление на разходите за ремонт

Направена е корекция на планираните разходи, като те са занижени с 1 477 хил. лв. спрямо планираните от дружеството, въпреки представената към заявлението подробна информация за необходимите ремонтни дейности в предстоящия регулаторен период.

2. Разходи за труд

В т. 1.3. от общия подход в Доклада се казва, че 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 отчетните такива в рамките до 10%, при мотивирани обосновки за необходимостта, икономическа целесъобразност или значително изоставане на средната работна заплата в сравнение със средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2017 г. в отрасъл „Енергетика“. За „Топлофикация Русе“ ЕАД тази позиция от общия подход не е приложена, въпреки значително по-ниския размер на разходите за труд в дружеството спрямо средните в сектора, планираното увеличение на разходите за възнаграждения и съответните надбавки не е прието. Текучеството в дружеството през последните години е: напуснали работници през 2016 г. – 33-ма (над 10 % от броя на заетите): през 2017 г. – 46 човека. Средната месечна заплата в „Топлофикация Русе“ ЕАД, дори със заложеното увеличение, е значително по-ниска от средната месечна заплата в отрасъл „Енергетика“ за страната. Сравнително добре развиващият се в индустриално отношение град Русе предоставя междуфирмена конкуренция за високообразованите кадри, което води до повишение на заплащането на труда на местно ниво. В близките 5 г. предстои пенсиониране на голяма част от служителите на дружеството, което налага привличането на перспективен и мотивиран работен персонал.

Дружеството настоява при утвърждаване на цените на електрическа и топлинна

енергия от 01.07.2018 г. да бъде отразено заложеното от „Топлофикация Русе“ ЕАД 10% увеличение на разходите за възнаграждения и съответните осигурителни вноски. Едно от важните условия за гарантиране на сигурната и надеждна работа на дружеството е поддържането на високо квалифициран и мотивиран персонал.

3. Разходи за емисии парникови газове

Разходите за закупуване на CO_2 квоти са коригирани от 7 699 хил. лв. на 2 837 хил. лв. Закупените количества CO_2 квоти през 2017 г. в размер на 164 898 t са умножени по икономически обоснованата цена на емисиите от 8,91 евро/t, съгласно т.13 от общия подход или с 4 826 хил. лв., като корекцията е в количеството, така и в цената на необходимите квоти.

3.1. Брой квоти за закупуване

Дружеството счита, че е представило подробна обосновка към заявлението си. Безплатно разпределените квоти за емисии ежегодно намаляват, което неизбежно води до нарастване на въглеродните квоти, които следва да се закупуват. През 2017 г. закупените квоти от дружеството съответстват на намаленото производство и спирането на работата за м. август 2017 г. За новия ценови период количеството на закупените квоти се прогнозира да е по-високо спрямо отчетните през 2017 г., от една страна заради намалените безплатни такива, а от друга заради увеличеното производство през настоящата година.

3.2. Цена на квотите

Дружеството изказва несъгласие с приетата референтна цена от 8,91 евро/t по две причини:

1) От началото на 2018 г. се наблюдава ръст на цените на въглеродни емисии, като само за първите три месеца те нарастват двойно, а тенденцията е за още по-голямо увеличение. Към 29.05.2018 г. по данни от борсата EEX цената на квоти е 16,25 евро/t.

2) Според дружеството е неотносим към топлофикационните дружества примерът за активно управление на разходите за CO_2, посочен в Доклада. Дружеството акцентира, че посочените кондензационни централи са с гарантирани и относително равномерни месечни приходи, паричните постъпления на топлофикациите са със силно изразен сезонен характер, а производството е с по-малка степен на предвидимост, заради характерните особености на дейността - зависимост от метеорологични условия, потребителско поведение и други външни фактори. Поради сезонния характер на част от дейността на топлофикацията, приходи и възможност за закупуване се генерират в края на отоплителния сезон.

Дружеството настоява количеството квоти за закупуване през новия ценови период, както и цената на квотите, да е съответстваща на пазарните тенденции, които са показани на приложена графика от сайта на борса EEX.

4. Намаление на разходи за въглища с 5 000 t.

Дружеството настоява да се вземе предвид предвидения разход за въглища, тъй като той съответства на заложените обеми на производство през новия ценови период. Като необосновано се определя и намалението на цената на въглищата, предвид тенденциите към увеличаване на курса на щатския долар, с който е пряко обвързана цената на използваното в централата вносно гориво.

5. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 2 453 хил. лв. на 2 210 хил. лв. (до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход). През 2017 г. централата е работила един месец по-малко, съответно прогнозните разходи за новия ценови период следва да се завишат спрямо отчетените.

6. Относно начина на определяне на среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал, която е коригирана от 6% на 3,91% - дружеството не е съгласно с приравняването ѝ към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 21.12.2017 г. по данни на БНБ. „Топлофикация Русе“ ЕАД счита, че данните на БНБ са обобщени и среднопретеглени за целия пазар и не отразяват данните за привлечения капитал в

дружествата в енергетиката. В противоречие на т. 40 от Указания-НВ, не са взети под внимание статистическите данни за периода (месец/година) за получаване на кредита и изчислената от дружеството норма на привлечения капитал.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт се приема. Приемат се изложените аргументи и мотиви за неотложната необходимост от ремонтните дейности, подробно описани в представената обосновка.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения от 5 428 хил. лв. на 4 721 хил. лв., или със 708 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., се приема частично до увеличение с 9,92% спрямо нивото от базисната година.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за емисии парникови газове (CO_2) от 7 699 хил. лв. на 2 873 хил. лв. или с 4 826 хил. лв. не се приема. За целите на ценообразуването е приета цена на CO_2 квоти в размер на 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените квоти през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ *за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период*.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разхода на основно гориво въглища в централата с 5 000 t, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до средните стойности за ефективност през 2017 г. при издаване на сертификатите за произход, не се приема. Корекцията е в съответствие с т. 5 от общия подход и цели недопускане в цените на топлинната и електрическа енергия необосновани горивни разходи. Постигнатата обща енергийна ефективност при издаването на сертификати за произход е изпълнима стойност, която служи за база при определянето на количеството гориво при образуване на цените.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, от 2 453 хил. лв. на 2 210 хил. лв. (до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход), не се приема. Въпреки изложените аргументи, че през 2017 г. централата е работила един месец по-малко и съответно прогнозните разходи за новия ценови период следва да се завишат спрямо отчетените, Комисията счита, че всички коригирани разходи са част от условно-постоянните разходи, които по дефиниция не зависят от произведеното количество енергия.

6. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 6% на 3,91% възражението на дружеството не се приема. Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и т. 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. 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. Този подход създава стимули за по-ефективно управление и оптимизиране на паричните потоци. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

В допълнение по електронна поща на 12.06.2018 г. е постъпила следната допълнителна информация от „Топлофикация Русе“ ЕАД:

1. Допълнение към заявление за утвърждаване на цени;
2. Справки от № 1 до № 9;
3. Справка за определяне на допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на

въглища през 2018 г. (след месец юни 2018 г.).

4. Копие на договор с „Пристанищен комплекс Русе“ ЕАД

5. Копия на документи, удостоверяващи търговските отношения на доставчика „Дайнинг - Енерджи“ ЕООД с неговите контрагенти.

6. Указ на президента на Украйна за забрана за превоз на товари от 08.06.2018 г.

„Топлофикация Русе“ ЕАД предлага изменение на преференциалната цена на електрическата енергия във връзка със следните допълнително настъпили обстоятелства:

След подаване на заявление за утвърждаване на цени на енергия от „Топлофикация Русе“ ЕАД, са настъпили усложнения в политическата обстановка между Украйна и Русия, които дават отражение върху икономическите отношения, както между тези две държави, така и между страните, чийто търговци са получатели на доставки от тях. Събитията пряко влияят върху доставките на руски въглища с марка Т.

Друго обстоятелство е настъпилата промяна на нормативните изисквания, свързана с изключване от обхвата на Наредба № Н-1 от 2014 г. за специфичните изисквания и контрола, осъществяван от митническите органи върху средствата за измерване и контрол на акцизни стоки, на възможността измерването на въведеното/изведеното количество акцизна стока да се определя от независима инспектираща организация, притежаваща съответната акредитация. Това налага въведените в пристанището акцизни стоки да бъдат измервани с кантар. Всичко това се отразява на формирането на цената на въглищата, дължащо се на увеличението на цената им от доставчик в доларово изражение от 135 USD/t на 156,5 USD/t, включваща и разходите за транспортни и товаро-разтоварни дейности до пристанище Русе.

В резултат на настъпилите промени са направени нови изчисления съгласно Указания-НВ и дружеството предлага за утвърждаване следните цени (без ДДС):

1.1. Преференциална цена на електрическа енергия - 221,43 лв./MWh;

1.2. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител пара - 93,60 лв./MWh;

1.3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 77,41лв./MWh.

След преглед на постъпилото предложение от дружеството Комисията счита:

По отношение на полученото допълнение към заявлението за утвърждаване на цени с вх. № Е-14-09-5 от 02.04.2018 г. във връзка с увеличаването на цената на основното гориво от 135 USD/t на 156 USD/t и увеличаването на допълнителните разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба на Пристанище Русе от 4,98 лв./t на 6,15 лв./t, възражението се приема частично. При извършената последна корекция на цената на основното гориво в сила от 01.01.2018 г. (с Решение № Ц-39 от 29.12.2017 г.) е представена подробна и аргументирана обосновка на енергийния микс. Комисията е приела за обоснована крайна цена на въглищата в размер на 219,00 лв./t (214,02 лв./t + 4,98 лв./t = 219,00 лв./t) Поради незначителната промяна на цените на горивата, Комисията счита, че запазването на цената 214,02 лв./t франко пристанище Русе е обоснована. Приема се промяната на допълнителната такса за изброените по-горе дейности от 4,98 лв./t на 6,15 лв./t, извършвани на Пристанище Русе.

Крайната цена на основното гориво 220,17 лв./t е формирана по следния начин: 214,02 лв./t + 6,15 лв./t = 220,17 лв./t.

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) – 172,51 лв./MWh

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 101,86 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 82,62 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 101,83 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 67 167 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 64 269 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 426 хил. лв. и променливи – 47 843 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 41 765 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,94%
- Електрическа енергия – 228 924 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 215 000 MWh
  - от некомбинирано производство – 13 924 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 21 312 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 325 896 MWh

12. „Топлофикация Перник“ АД

С писма с вх. № Е-14-03-3 от 30.03.2018 г. и вх. № Е-14-03-4 от 30.03.2018 г. дружеството е представило в КЕВР заявления за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към които 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 представено следното:

- Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. за електрическа енергия, съгласно т. II.2 от писмото;
- Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
- Действащи договори за покупко-продажба на електрическа енергия;
- Действащи договори за покупко-продажба на кафяви каменни въглища;
- Отчетна информация за 2017 г. с приложени справки по ЕССО.

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

- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 211,22 лв./MWh, в т. ч. добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 62,32 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с пара – 27,17 лв./MWh.

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

- цена на въглища – 59,02 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2 033 kcal/kg;
- цена на природен газ – 414,00 лв./knm^3 при калоричност 8 250 kcal/knm^3.

Обосновката на дружеството е следната:

Всички отчетни данни на „Топлофикация – Перник“ АД са представени в Комисията в одитирания годишен финансов отчет за 2017 г. Прогнозната информация е определена въз основа избраната за базисна година – календарната 2017 г. съгласно Указания-НВ.

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и съответно залага по-високо производство на топлинна и електрическа енергия.

Производство на топлинна енергия

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 9,5%

повече от отчетената 825 984 MWh и е в размер на 904 800 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- *Предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се увеличи спрямо отчетния период.*
- *Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 202 075 MWh или 47,7%.*

Дружеството счита, че основният фактор, пряко влияещ на производството на топлинна енергия с гореща вода, е изпълнението на лицензионната дейност: задоволяване нуждите на потребителите при различни външни температури.

Производство на електрическа енергия.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период от 01.07.2018 г. - 30.06.2019 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 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 277 984 MWh, а за периода 2018-2019 г. дружеството планира да бъдат произведени 337 147 MWh.

Продадена електрическа енергия.

През отчетната 2017 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 159 519 MWh на НЕК ЕАД, 38 923 MWh на крайния снабдител и 11 940 MWh на свободния пазар. Общо произведеното нетно количество електроенергия е в размер на 210 382 MWh, през новия регулаторен период 01.07.2018г. - 30.06.2019 г. количеството електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик е в размер на 199 501 MWh, от крайния снабдител -
41 300 MWh.

Дружеството информира, че към момента между „Топлофикация-Перник“ АД и съответно НЕК ЕАД и „ЧЕЗ Електро България“ АД няма действащи договори за продажба на електрическа енергия. Дружествата са в процес на преговори за сключване на нови договори за уреждане на техните отношения. Предвид разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ НЕК ЕАД и „ЧЕЗ Електро България“ АД изкупуват цялото количество електрическа енергия, която дружеството произвежда по високоефективен комбиниран способ.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Топлофикация-Перник“ АД през новия ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2017 г.

Електрическа енергия за собствени нужди:

През новия ценови период е планирано запазване и леко намаляване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди от 23,62% спрямо отчетените през 2017 г. - 24,32%. 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 е удължено във времето, поради невъзможност на дружеството да осигури навреме на средства за големи основни ремонти на съоръженията.

По тези причини, от одобрените 1 322 хил. лв. за ремонти през периода 2017 г. - 2018 г., общата стойност на отчетените разходи през 2017 г. възлиза на 442 хил. лв. През първото полугодие на 2018 г. дружеството е насочило усилията си към извършване на отложените ремонти и за периода 01.07.2017 - 30.06.2018 г. възнамерява да отчете 1 217 хил. лв.

През ценови период 07.2018 - 06.2019 г. дружеството е предвидило общо разходи за ремонт в размер на 1 379 хил. лв., които са изчислени на база изготвена и одобрена ремонтна програма. Взето е 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 2018 г.

Инвестиционна програма

През новия регулаторен период дружеството планира да продължи да изпълнява част от дейностите, заложени в настоящия. За периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. дружеството основно ще инвестира в ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите. Дружеството е предвидило 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 да бъдат подменени два пакета от економайзер I-ва степен на ПГ 5, да бъде направен основен ремонт на ТГ 5, като за същия дружеството планира да закупи и монтира два броя нови хладилни помпи с ел. двигатели и много други дейности, които са описани подробно в инвестиционната програма на „Топлофикация - Перник" АД.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2017 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 117 811 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, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

В съответствие с Указания-НВ в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации.

Норма на възвръщаемост

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е утвърдената от КЕВР за предходния ценови период.

Норма на възвръщаемост на привлечения капитал – съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2017 г.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации

Прогнозата на дружеството е в съответствие със счетоводната политика на "Топлофикация-Перник" АД. Амортизационният срок на активите на дружеството е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. разходите за амортизации са на нивото на 2017 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2017 г. възлизат на 8 308 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 6 697 хил. лв. и за осигуровки 1 611

хил. лв. За периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. необходимите разходи са завишени на 7 433 хил. лв. разходи за заплати и 1 788 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2018 г.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2017 г. с 1,17%.

Всички разходи дружеството е планирало спрямо действителните нужди през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи

В променливите разходи са включени горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2017 г.

Въглища *- дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от:*

- *сурови кафяви въглища, доставяни от „Хийт Енерджи“ ЕООД.*

Дружеството прилага 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.*

Отчетната средна цена на горивен микс за периода 2017 г. е 52,71 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2025 kcal/kg.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2018 г. за прогнозния период е определена цената на горивния микс.

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 дружеството предвижда доставка и изгаряне на 60 000 t биомаса. Договорената цена с производителя е 105 лв./$t_{нг}$.*

Дружеството предвижда разходът на въглища и ОЕГ през новия ценови период спрямо 2017 г. да е с 19 302 t по-малък поради предвидените за изгаряне количества биомаса.

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги през новия ценови период:

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия за новия ценови период възлизат на 267 хил. лв. и включват промишлената вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходи за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 1 759 хил. лв. и включват електроенергията за АС, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на увеличената производствена програма, а цените на база постигнатите резултати за 2017 г.

Разходите за консумативи включват: разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии, сярна киселина монохидрат, натриева основа, железен сулфат и др.

Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2017 г.

Разходите за външни услуги за новия ценови период възлизат на 145 хил. лв.

Квоти за емисии на парникови газове.

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.

Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година да предостави в ИАОС верифициран „Доклад за емисии на парникови газове“.

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 на дружеството се налагат санкции в размер 100 евро/t невърнати квоти на емисии).

Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

Разходи за емисии за 2017 г.

За 2017 г. верифицираните емисии от дейността му са 364 567 t. (данните са от 28.03.2018 г., като все още не е получено потвърдително писмо, че ИАОС приемат доклада без забележки).

За компенсиране на недостига на квоти е необходимо да се закупят до края на м. април 2018 г. още 204 015 квоти. Към 28.03.2018 г. цената на квотите е 13,77 евро/ t.

Дружеството счита, че разходите за закупуване на квоти, заложени от КЕВР при определяне на преференциална цена на електрическата енергия за периода 01.07.2017 – 30.06.2018 г. са 2 058 000 лв. и по този начин разликата между разходите, които трябва да направи и признатите разходи ще бъде 3 436 487 лв.

Разходи за емисии за 2018 г.

За периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. количеството на закупените емисии ще бъде
271 860. При цена на квотите в новия ценови период от 18,5 евро/t необходимата добавка към цената на квотите за новия ценови период за компенсиране на непризнатите разходи за въглеродни емисии в текущия ценови период е необходимо да бъде в размер на 4,73 евро/t закупени емисии.

С писмо изх. № Е-14-03-3 от 17.04.2018 г. на КЕВР на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh в т.ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh, съгласно т. II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. 11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;
3. Коректно попълнено Приложение № 5 за определяне на цена на природния газ.
4. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.
5. Договори или анекси за продължаване срока на действие на договори за покупко-продажба на електрическа енергия, сключени с „Национална електрическа компания“ ЕАД и „ЧЕЗ Електро България“ АД, с действие в периода на 2017-2018 г., както и договор или анекс, сключен с „Хийт Енерджи“ ЕООД за покупко-продажба на кафяви каменни въглища, ако такива са били сключени след изтичане срока на действие на допълнително споразумение № 2 към Договор № 102 от 2014 г., което е със срок до 31.12.2017 г.

С писмо вх. № Е-14-03-3 от 26.04.2018 г. дружеството е представило част от исканата информация. Към писмото не са приложени действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, тъй като те са в процес на предстоящо подписване след приключване на преговорите между дружествата.

Относно получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения „Топлофикация Перник“ АД се представлява от 4 юрисконсулта по дела от и срещу дружеството и на основание чл. 78, ал. 4, т. 8 от ГПК претендират юрисконсултски възнаграждения.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 10,26% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 5,00% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 16,54% намаление на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени със 17,50% 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 8% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 13,31%, разходи за заплати и възнаграждения с 8,70% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 28,40%. Дружеството предвижда увеличение на инвестиционните разходи с 376,07% през следващия регулаторен период.

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

НВск по отчет за ценовия период е -20,79% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, който се дължи на ръст на условно-постоянните и променливи разходи при условие, че е отчетен ръст на продажбите на некомбинирана електрическа енергия и спад на топлинната енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -3,29%, намалена спрямо утвърдената от Комисията, вследствие на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените, както и че в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството, т. е. и за нерегулираната дейност.

<u>Образуване на цените</u>

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

- общите разходи за ремонт са коригирани от 1 379 хил. лв. на 422 хил. лв. или с 957 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения и съответните начисления свързани с тях по действащото законодателство са коригирани от 9 221 хил. лв. на 8 308 хил. лв., или с 913 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 249 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 249 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;

- общата стойност на „Разходи за закупена енергия“ и „Консумативи (химикали,

реагенти)“ в производството е коригирана от 2 679 хил. лв. на 2 431 хил. лв. или с 248 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 13 832 хил. лв. на 5 664 хил. лв. или с 8 168 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 325 149 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите от 8,91 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:

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 4 000 t, до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност за 2017 г. период и в съответствие с т. 5 от общия подход;

- коригирана е цената на въглищата от 59,02 лв./$t_{нг}$ на 52,71 лв./$t_{нг}$ (с 6,31 лв./$t_{нг}$) при калоричност 2 033 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2017 г, съгласно т. 8 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

След проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-03-10 от 13.06.2018 г. от „Топлофикация Перник“ АД е постъпило следното възражение относно Доклада, както и допълнителни пояснения за завишени разходи:

1. Разходите за заплати и възнаграждения са завишени прогнозно на база влязло в сила от 01.01.2018 г. Постановление на МС от 20.12.2017 г. за определяне на новия размер на минималната работна заплата в страната.

2. Разходите за закупена електрическа енергия и консумативи са повишени заради заложеното по-голямо производство на електрическа и топлинна енергия в сравнение с предходния регулаторен период.

3. Дружеството счита, че Комисията не се е съобразила с пазарните стойности на квотите CO_2 (15,79 евро/t на 08.06.2018 г.) и че не е коректен подходът за използване на данни за закупени емисии през 2017 г. при утвърждаването на цените за новия регулаторен период.

Високата динамика на пазара на квоти за емисии води до значително несъответствие между действително извършените разходи (при цени 15-16 евро/t) и приетата от Комисията стойност – 8,91 евро/t.

Дружеството предвижда за 2018 г. да закупи допълнително 230 000 квоти в размер на 7 200 000 лв.

4. „Топлофикация Перник“ АД счита, че разходите за гориво – въглища, за регулаторния период ще се увеличат, поради увеличаване себестойността на добива, което води и до намаляване на производството на въглища.

Извършените корекции в цената на въглищата от 59,02 лв./$t_{нг}$ на 52,71 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2 033 kcal/kg противоречат на направените от дружеството пресмятания на среднопретеглената цена на въглищата - 59,02 лв./$t_{нг}$.

Дружеството има сключени действащи договори с „Хийт Енерджи“ ЕООД за покупко-продажба на договорени количества въглища при цена 200 лв./$t_{уг}$ и за доставка на енергийни лигнитни въглища при цена 220 лв./$t_{уг}$.

Необходимо е да се отчете и увеличението на цената на природния газ, който се използва като разпалващо и стабилизиращо гориво в парогенераторите.

След преглед на постъпилото възражение Комисията счита:

1. По отношение извършената корекция на разходите за заплати и възнаграждения, възражението на дружеството се приема частично. Приемат се аргументите на дружеството относно основната причина за завишението на разходите, а

именно влязлото в сила от 01.01.2018 г. Постановление на МС от 20.12.2017 г. за определяне на новия размер на минималната работна заплата в страната. Възстановени са разходи за заплати и възнаграждения до приетото 10% нарастване спрямо базисната година.

2. По отношение извършената корекция на закупената електрическа енергия и консумативи, възражението на дружеството се приема. Производството на електрическа енергия през новия ценови период е с 21,28% по-голямо от производството през базисната година.

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 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените квоти през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ *за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период*.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на цената на основното гориво въглища, се приема частично. Приемат се частично аргументите на дружеството относно увеличаване себестойността на добива. Повишена е цената на основното гориво до 54,04 лв./t, което е с 2% над отчетената цена през базисната година и в рамките на отчетената инфлация за периода. Цената на природния газ е коригирана в съответствие с т. 11 от общия подход.

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) – 139,01 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 68,36 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 70,99 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 32,21 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
   - Необходими годишни приходи – 75 124 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 70 165 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 536 хил. лв. и променливи – 51 629 хил. лв.;
     - Регулаторна база на активите – 67 019 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,40%
   - Електрическа енергия – 257 511 MWh, в т. ч.:
     - от високоефективно комбинирано производство – 240 801 MWh
     - от комбинирано производство – 16 710 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 214 700 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 421 300 MWh

<u>13. „Топлофикация Сливен“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-07-4 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.

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

1. Цена за електрическа енергия – комбинирано производство 193,79 лв./MWh;

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара 83,38 лв./MWh;

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода 79,42 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени при следните параметри:

- цена на въглищата – 87,91 лв./t с калоричност 2 884 kcal/kg;
- цена на мазут – 1200,00 лв./t;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 97,00 лв./t с калоричност 2 850 kcal/kg;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,0 лв./MWh.

Обосновката на дружеството е следната:

1. ПРОИЗВОДСТВО

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя на клиентите на гореща вода. Дружеството прогнозира за предстоящия ценовия период увеличение на реализираната топлинна енергия с пара и с гореща вода, сравнено с отчетната 2017 г., като очаква да бъдат присъединени сгради с консервирани АС и нови сгради, чрез изграждане на нови топлопроводи и АС. Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство от 10.06.2018 г. – 10.07.2018 г., като 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 и съответно няма да работят тези съоръжения.

Размерът на 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 2017 г. дружеството е реализирало 116 126 MWh топлинна енергия с гореща вода, през предстоящия ценови период дружеството прогнозира увеличение на 120 126 MWh, или с 4 000 MWh повече. За отчетния период продадената топлинна енергия с пара е 111 504 MWh, а за предстоящия прогнозата е за 122 002 MWh.

2. РАЗХОДИ

2.1. Променливи разходи. Променливите разходи са за горива, електрическа енергия, вода за технологични нужди, такса за водоползване съгласно Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване, реагенти за обработка на водата, консумативи за инсталацията за очистване на димните газове от серен диоксид, акциз съгласно Закона за акцизите и данъчните складове, квоти за емисии парникови газове.

Разходи за консумативи (химикали и реагенти). Прогнозната стойност за предстоящия ценови период възлиза на 1 677 хил. лв., формирана от разходи за доставка на вложени киселини, основи, йонообменна смола, вар на обща стойност 95 хил. лв. и разход за вар за газоочистващата инсталация на обща стойност 1 582 хил. лв.

През последните години в изпълнение на изискванията за намаляване на изпусканите в атмосферата парникови газове дружеството търси начини за тяхното намаляване. Един от тези начини е заместване на част от въглищата като основно гориво с гориво биомаса.

Разходи за вода за технологични нужди. Прогнозната сума на този разход е изчислен при работа на сероочистващата инсталация (СОИ). Заложените разходи за адитив за СОИ са съобразно работата на инсталацията и постигане на минимални

разходи, съответно по-ниски цени на електрическата и топлинна енергия.

Вследствие включените АС за битови клиенти през последните години е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Дружеството очаква 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.

Разходи за закупуване на емисии парникови газове: За 2017 г. верифицираните количества са 198 786 t. За предстоящия ценови период прогнозното количество емисии е 210 000 t. Закупените през 2017 г. квоти са 152 600, на обща стойност 1 401 хил. лв. Броят им е получен след изваждане на полагащите се за топлинна енергия за битови нужди и тези по плана за дерогация – общо 37 228. При извършване на регулаторен преглед 2017 г. – 2018 г., който приключва с Решение № Ц- 18 от 01.07.2017 г., Комисията е приела цена за един брой квота 5,22 евро/t. От тогава досега по данни на Европейската енергийна борса пазарната цена достига вече 12,5-13 евро/t с тенденция да продължава да се увеличава. Дружеството счита, че разликата между приетата утвърдена цена (5.22 евро/t) и актуалната пазарна (13 евро/t) е 7,78 евро/t. Съгласно същото Решение на КЕВР, приетото количество емисии, участващо в разходите, е равно на отчетено през предходната 2016 г. и е 143 450 t. Според дружеството, при необходимите за закупуване през 2018 г. - 161 558 t, очертаващият се дисбаланс между признатия в решението и отчетения разход ще бъде 2 643 171 лв.

Дружеството счита, че за частично компенсиране на този дефицит за предстоящия период разходите за емисии са изчислени като прогнозното количество емисии са умножени по цена 20,78 евро/t, образувана от действащата пазарна (13 евро/t) и разликата между нея и приетата в Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. (5,22 евро/t), което изчислено е 20,78 евро/t.

2.2. Условно постоянни разходи.

Предвидените УПР са запазени на нивото на отчетната 2017 г., като някои от тях са коригирани и актуализирани минимално.

Прогнозните разходи за амортизации са в размер на отчетените през базовата година и въведените в експлоатация съоръжения през същата година.

Разходи за заплати. От 01.01.2018 г. с постановление № 316/20.12.2017 г. на Министерски съвет минималната заплата за страната е увеличена от 460 лв. на 510 лв. Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна в размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Дружеството счита, че 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. Считано от 01.01.2018 г., вследствие увеличението ѝ 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 01.10.2017 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 топломерите в АС. Дружеството предвижда разходът за тези проверки да възлезе на 15 хил. лв.

Ремонтната кампания през базовата 2017 г. е имала за цел реализация на стратегия за минимизиране аварийността на парогенератори, рехабилитация на турбинно оборудване и възстановяване на спомагателни съоръжения, при спазване изискванията на нормативна база за контрол, експлоатация, ремонт на съоръжения и осигуряване безопасни и здравословни условия на труд.

Направените разходи за ремонт по основни съоръжения, цехове и направления, са

както следва:

Ремонт на съоръженията по ЕК № 1 и ЕК № 2, в т ч. електрофилтри, мелници, арматура и други -235 хил. лв., в т.ч.

Турбогенератор, кондензация, ремонт регулираща система – 50 хил. лв.

Горивоподаване, подмяна транспортни ленти, ремонт коловози – 33 хил. лв.

Ел.оборудване, ремонт ел.двигатели, КИП и А – 48 хил. лв.

Газоочистваща инсталация, ремонт помпи, дюзи – 55 хил. лв.

Извършената ремонтна дейност по транспортните средства от автотранспорта и тежка механизация е за 38 хил. лв.

В направление пренос и разпределение на топлинна енергия е извършена ремонтна дейност за 254 хил. лв., включваща: ремонт на промишлени парни и водни магистрали, градски водни магистрали и отклонения, АС, помпи, възстановяване на хоризонтална планировка след аварии и др. За текуща поддръжка са изразходвани общо 430 хил. лв.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, липсата на средства през 2017 г. не е позволило изпълнението на пълния обем планирани ремонтни дейности.

Дружеството счита, че за предстоящия ценови период необходимите ремонтни дейности са свързани с осигуряване поддържането на дългогодишната работа на основните и спомагателни съоръжения, намаляване броя и продължителността на спиранията и минимална смяна на основните съоръжения в работа, както и осигуряване на непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия. Заложените средства за ремонти са минимизирани от дружеството с оглед намаляване на разходите.

Основни ремонтни задачи за изпълнение през предстоящия регулаторен период са:

- Ремонт и подмяна тръби на кондензатор

След последната смяна на топлообменни тръби през 2002 г. и след 2016 г. дружеството констатира експоненциално нарастване на повредите на кондензатор към ТГ VPT 30/90. Към момента за 30 дни работа са дефектирали над 10 броя тръби. Според дружеството, през м. февруари 2018 г., вече 17% от кондензатора не работят, което налага подмяна, като доставените тръби за целта са на стойност 223,2 хил. лв., а разходите за труда за подмяната е 185 хил. лв.

Ремонт трансформатор Т 103

Диференциалната защита на силов трансформатор Т 103 е аналогова и монтирана преди повече от 20 години. Констатираните случаи за несработване налагат подмяната ѝ с нова цифрова диференциална защита. За проект, доставка и монтаж дружеството е предвидило 27,5 хил. лв. и 95 хил. лв. за подмяна на трансформаторно масло.

Ремонт газоочистваща инсталация

За спазване НДЕ от горивни инсталации на „Топлофикация Сливен“ ЕАД е необходимо поддържане в изправност на системата за газоочистване. Износванията на помпи, дюзи и тръби на ГОИ изискват поддръжка и подмяна с нови на стойност 151 хил. лв.

Подмяна таванни тръби на ЕК1

През 1992 г. е извършен ремонт на енергиен котел 1 (ЕК1) с подмяна на таванни тръби. През 2017 г. пробивите на тръбите са 18 броя – средно след 20 дни работа. Ултразвуковата дефектоскопия е показала износване между 11% и 23% от дебелината на тръбите.

Разходите за подмяна – тръби, метали, топлоизолация и труд са за 275 хил. лв.

Ремонт на турбогенератор - Препоръките след обследване на „Ансист“ София за ТГ VPT 30/90/13/2,5 са - при наработка над 245 000 h да се извършва проверка и ремонт всяка година. Стойността на дейностите е 152,8 хил. лв.

Извозване сгуропепелни маси:

„Топлофикация Сливен“ ЕАД разполага с 2 броя площадки за предварително съхранение /ППС/. Едната от тях е изцяло запълнена, а обемът на другата е минимален,

поради което се налага освобождаване на обем – изгребване и депониране на сгуропепелни маси. Дружеството счита, че изграждането на Депо за неопасни отпадъци е необходимо условие за спазване на КР и продължаване дейността му.

За задачите е в ход ОП за 270 хил. лв., като дружеството периодично извършва изгребване и извозване от основна площадка на обща стойност 125 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 РБА 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 съгласно т. 32.5 от Указания-НВ.

С писмо изх. № Е-14-07-3 от 02.04.2018 г. дружеството е представило допълнително одитиран годишен финансов отчет за 2017 г.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 5,72% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 3,47% увеличение на количествата топлинна енергия с гореща вода и с 2,22% намаление на количествата топлинна енергия с пара, спрямо отчетеното през предходния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 10,83%, а за пара са увеличени с 2,44%, спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 10,36% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 21,53%, разходите за заплати и възнаграждения със 7,30% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 12,63%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи със 197,76%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -10,55% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на променливите и условно-постоянните разходи при условията на ръст на продажбите на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е в размер на 37,49%, вследствие на по-високите продажби и реализирани други приходи от дейността, които (други приходи) представляват 36% от общите приходи на дружеството.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за заплати и възнаграждения и съответните начисления, свързани с тях по действащото законодателство, са коригирани от 4 904 хил. лв. на 4 696 хил. лв., или с
208 хил. лв., до нивото на 10% повишение от отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 6 972 хил. лв. на 2 658 хил. лв., или с 4 314 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през

2017 г. в размер на 152 600 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от 8,91 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:

- коригирана е цената на въглищата от 87,91 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2 884 kcal/kg на 81,79 лв./$t_{нг}$ (с 6,12 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2017 г. 73,74 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2 600 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

След проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-07-4 от 31.05.2018 г. „Топлофикация – Сливен“ ЕАД е представило следните промени в горивния микс на основното гориво, с оглед изпълнение на екологичните изисквания за намаляване на вредните емисии парникови газове:

За предстоящия регулаторен период от 01.07.2018 г. дружеството планира да увеличи количеството на изгаряната биомаса от 15 000 t на 75 000 t, като се намали количеството на ОЕГ от 213 020 t на 136 600 t. Приложени са справките от ценовия модел с актуализирани разходи за гориво и Приложение „Справка горива“.

След преглед на постъпилото предложение от дружеството Комисията счита:

Предложената промяна на съотношението в горивния микс по същество представлява съществена промяна в заявлението за цени, което не следва да се уважи на настоящия етап от процедурата по разглеждане на преписката.

С писмо вх. № Е-14-07-7 от 12.06.2018 г. „Топлофикация – Сливен“ ЕАД е внесло следното възражение във връзка с Доклада:

- Разходи за заплати и възнаграждения

През последните години дружеството изпитва затруднения в намирането и задържането на персонал, като счита, че 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 за сектор „Енергетика“ 1769 лв. Дружеството има перманентен недостиг на работници, на длъжности като булдозерист, помощник-оператор на енергетични съоръжения, оператор на транспортни ленти.

Чрез предвиденото увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски дружеството се надява да се постигне адекватно на вложения труд възнаграждение за персонала и да предизвика интерес от страна на потенциални кандидати за работа. „Топлофикация – Сливен“ ЕАД счита, че чрез увеличението с 15% на разходите за труд ще се стимулира подобряването на работата от страна на работниците.

- Разходи за емисии парникови газове

Дружеството счита тези разходи за необосновано коригирани. За 2017 г. „Топлофикация – Сливен“ ЕАД има верифицирани 198 786 t емисии CO_2, като за същия период дружеството е закупило 147 500 квоти. За предстоящия ценови период, дружеството прогнозира количеството емисии да достигне до 210 000 t. Съгласно чл.10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) на „Топлофикация – Сливен“ ЕАД се полагат безплатни квоти за топлинна енергия и такива по чл.10в за участие в Национален план за инвестиции (дерогация), като всяка следваща година тези количества намаляват. За календарната 2017 г. дружеството е ползвало по тази Директива общо безплатни квоти 51 517, от които по чл.10а – в размер на 18 493 t и по чл.10в – 33 024 t.

За календарната 2018 г. безплатните квоти са намалени от 51 517 t на 37 228 t, от които по чл. 10а – 15 212 t, и по чл.10в – 22 016 t.

Поради прилагане на т. 13 от общия подход няма да бъдат признати разходи за закупуване на 18 957 t емисии, което се явява разликата между необходимите за закупуване
171 557 t емисии, които са след приспадане на безплатните по Директивата и тези, които са закупени през 2017 г. /152 600 t/. Според дружеството извършването на тази корекция от страна на Комисията ще доведе до невъзможност „Топлофикация – Сливен“ ЕАД да покрие разходите си съгласно законовите изисквания.

По отношение на цената на квотите и тенденцията към нейното повишение, особено през първото тримесечие на 2018 г., както е записано и в Доклада, дружеството не счита, че в предстоящото решение Комисията следва да се позовава на данни от двете централи „Ей и ЕС – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД. Дружеството счита, че приравняването на финансовите възможности за закупуване на емисии, когато цените им са най-ниски, не е коректно отнесено към „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, поради различните условия на работа на дружествата и начин на осигуряване на финансирането.

-Дружеството счита, че необосновано и неправилно е коригирана цената за въглища, тъй като посочената цена е изчислена в съответствие с т. 20.4 от Указания-НВ, въз основа на сключените договори за доставка.

Средната цена за ценовия период от договорените месечни количества на въглища и обогатено енергийно гориво е в размер на 87,91 лв./$t_{нг}$ или 213,37 лв./$t_{уг}$. Дружеството счита, че намалението от страна на Комисията на тази цена до отчетната 198,53 лв./$t_{уг}$ ще доведе до невъзможност да извършва доставки на гориво, а това от своя страна би довело и до прекратяване на дейността му.

- Определената норма на възвръщаемост 3,92% е недостатъчна за постигане на необходимата възвръщаемост на капитала и малката стойност на нормата не може да компенсира дори частично разходите, вменени му по закон, като вноската от 5% във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, която годишно превишава определената възвръщаемост. Спазвайки определените от Комисията правила при ценообразуването, дружеството предлага следния начин за изчисление на възвръщаемостта на капитала: При определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал да се ползва стойността на активите на дружеството, участващи при определяне на регулаторната база на активите и посочени в Приложение № 2 – РБА. „Топлофикация – Сливен“ ЕАД счита, че чрез този подход, при който се ползва стойността на активите, свързани с лицензионната дейност, се елиминира влиянието на задълженията, и се гарантира справедливо определяне на възвръщаемостта. В конкретния за „Топлофикация – Сливен“ ЕАД случай, общата норма на възвръщаемостта от 3,92% се повишава на 7,67%. Сравнявайки тази стойност със стойността на другите дружества от сектора, се установява, че тя е близка до тяхната. Дружеството настоява Комисията при приемане на решението за утвърждаване на цените да вземе под внимание предложението му и да утвърди посочената норма на възвръщаемост в размер на 7,67%.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. По отношение извършената корекция на разходите за заплати и възнаграждения, възражението на дружеството не се приема. В предложените в Доклада цени са отчетени аргументите на дружеството относно основната причина за завишението на разходите, а именно затрудненията в намирането и задържането на персонал във връзка с недостатъчния размер на трудовото възнаграждение, както и че средната заплата в дружеството е значително под посочения в Доклада размер за сектор „Енергетика“ - 1 769 лв. Поради тази причина корекцията на разхода е до приетото 10% нарастване спрямо базисната година.

2. 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 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените квоти през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ *за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период*.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на цената на основното гориво се приема частично. Отчетени са аргументите относно реалната цена на микса, формиран в процеса на горене. Повишена е допълнително цената на основното гориво от 81,78 лв./t до 83,42 лв./t, което е с 2% над отчетената цена през базисната година и в рамките на отчетената инфлация за периода.

4. Възражението на дружеството относно нормата на възвръщаемост не се приема. Изложените аргументи за покриване на вноските във ФСЕС не са релевантни към законовите норми по отношение на този ценообразуващ елемент.

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) – 153,01 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 82,36 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,17 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 79,36 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
    - Необходими годишни приходи – 37 567 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 36 904 хил. лв., от които условно-постоянни – 10 662 хил. лв. и променливи – 26 242 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 16 916 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 3,92%
    - Електрическа енергия– 125 400 MWh
    - от високоефективно комбинирано производство – 117 000 MWh
    - от невисокоефективно производство – 8 400 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 120 126 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 122 002 MWh

<u>14. „Топлофикация Габрово“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-11-4 от 30.03.2018 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.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2018 г., както следва:

- Преференциална цена на електрическата енергия – 368,71 лв./MWh;
- Цена на топлинната енергия с топлоносител „гореща вода“ – 145,40 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на:

- въглища – 173,76 лв./t при калоричност – 4 011 kcal/kg;
- цена на мазут – 750,00 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 119,09 лв./t при калоричност – 3 527 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на техническите и икономическите

данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., както следва:

Прогнозните разходи за новия регулаторен период от 01.07.2018 г. са определени съобразно анализа на заявените такива за ценови период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. и отчетните за 2017 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия ценови период.

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 дружеството изчислява съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизация са включени 560 хил. лв. От тях 510 хил. лв. са амортизации за производство и 50 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство дружеството разпределя по следния начин: 470 хил. лв. за електрическа енергия, 30 хил. лв. за топлинна енергия и 10 хил. лв. общо за двата продукта.

Обосновка на разходите за ремонт

Разходите, предвидени за ремонт, са в размер на 410 хил. лв., в това число 310 хил. лв. в направление „Производство“ и 100 хил. лв. в направление „Пренос“. Дружеството предвижда следните ремонти: среден ремонт на въглищен котел - КА2; изграждане на бетонна основа на въглищен склад; ремонт на парна турбина – ТГЗ; частична подмяна на тръби по главното трасе на топлопреносната мрежа, както и на някои отклонения; ремонт на помпите, обслужващи централата и тези за мрежова вода; ремонт на трансформатори. Като належащ дружеството предвижда ремонт на котел на биомаса - КА8.

Дружеството счита, че разходите за ремонт и поддръжка на оборудването нарастват, а те са необходими, за да се гарантира надеждната работа и непрекъснатост на доставките на топлинна и електрическа енергия.

Обосновка на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

Дружеството счита, че разходите за заплати и осигуровки за регулаторна дейност през 2017 г. възлизат на 866 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 708 хил. лв. и за осигуровки
158 хил. лв. За периода 01.07.2018 г. -30.06.2019 г. необходимите разходи са завишени на 795 хил. лв. разходи за заплати и 200 хил. лв. разходи за осигуровки. Според дружеството завишението е около 10%, което се дължи на увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2018 г. Също така в дружеството има незаети работни места, които предстои да се попълнят с оглед нормалната работа на централата през зимния сезон.

Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период нарастват в сравнение с 2017 г., като общият им размер по отчет за 2017 г. е 181 хил. лв., а този за новия ценови период е 218 хил. лв.

Дружеството счита, че поради ниските цени, утвърдени от КЕВР за предходния ценови период, и вследствие от това занижен входящ паричен поток, част от планираните разходи за 2017 г. не са извършени.

Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител

През новия ценови период дружеството не планира приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2017 г. дружеството също няма реализирани приходи от описаните по-горе дейности.

Променливи разходи

Обосновка на прогнозните количества и разходите за горива

Разходите за горива в енергийната част, които дружеството е посочило, са в съответствие с показателите по справка № 4 „ТИП-Производство“.

Цената на основното гориво – въглища, е определена прогнозно в размер на 173,76 лв./t, без ДДС, предвид следното: прогнозното количество необходими въглища за новия отоплителен сезон е 7 650 t със средна калоричност 4 011 kcal/kg, като горивната смес се състои от 3 400 t обогатено енергийно гориво (ОЕГ) със средна калоричност 2 650 kcal/kg и 4 250 t вносни черни въглища марка „Д“ със средна калоричност 5 100 kcal/kg. Вносните въглища дружеството доставя от площадка, находяща се в гр. Сливен. Разстоянието между Габрово и Сливен е 150 km. Обогатеното енергийно гориво дружеството доставя от „Брикел“ ЕАД, Гълъбово. Разстоянието между Габрово и Гълъбово е 169 km. Цената за транспорт - 0,12 лв.t/km.

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 дружеството планира да използва горива с минимална средна калоричност 4 000 kcal/kg. Към документите дружеството прилага копие на действащи договори за доставки на въглища.

Обосновка за цената на гориво - биомаса

През прогнозния период, дружеството предвижда работа на котела с биомаса с общо количество гориво 7 700 t в съотношение дървесен чипс 2 100 t с калоричност 2800 kcal/kg и пелети 5 600 t с калоричност 3800 kcal/kg. Средната калоричност на микса горива е 3 527 kcal/kg. Към документите дружеството прилага копие на действащи договори за доставки на биомаса.

Обосновка на разходите за вода

Дружеството формира разходите за вода от три компонента - разходи за добавъчна вода, разходи за вода за технологични нужди и разходи за вода за битови нужди.

Разходът за добавъчна вода в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2018-30.06.2019 г. е приет от дружеството в размер на 13,3 t^3/h, при разход за 2017 г. 27,5 t^3/h. За добавъчна вода на топлопреносната мрежа дружеството използва химически обработена вода. За технологични нужди използва вода от р. Янтра, за която дружеството заплаща на Басейнова дирекция - Дунавски район.

Обосновка на разходите за закупена електроенергия

Разходите за електроенергия дружеството формира от количеството електрическа енергия, предназначено за АС, и количествата, закупени извън отоплителния сезон, в който централата няма собствено производство.

Обосновка на разходите за консумативи

В разходите за консумативи дружеството включва разходи за коагулант и др. химикали и консумативи. Дружеството е увеличило разходите спрямо отчетния период поради повишаване на покупната цена. Според дружеството за новия ценови период разходите възлизат на 13 хил. лв. При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии.

Обосновка на разходите за външни услуги

Разходите за външни услуги на дружеството в сравнение с отчетната 2017 г. са завишени с 40 хил. лв., поради завишение цените на използваните консумативи.

Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO_2)

За периода 01.07.2018-30.06.2019 г. предстоящите за закупуване емисии CO_2 за производството на електрическа и топлинна енергия дружеството е определило като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, топлинна и електрическа енергия, в съответствие с чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО, (изменена с Директива 2009/29ЕО). Според дружеството общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за новия ценови период възлиза на 7 502 t CO_2. Цената от 17 евро/t на предстоящите за закупуване емисии от дружеството е формирана от действащата

цена на емисиите към датата на подаване на заявлението и разликата в цената на емисиите от отчетния период от 5,22 евро/t. Разходите за закупуването на емисиите възлизат на 249 хил. лв.

Регулаторна база на активите е определена съгласно балансовата стойност на активите към 31.12.2017 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. Дружеството е включило само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2017 г. РБА е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

Общата призната стойност на ДА на дружеството за ценообразуването е разделена на призната стойност за производство на топлинна и електрическа енергия и призната стойност за пренос на топлинна енергия.

Стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите на дружеството е същата, както и през отчетния период.

Стойността на собствения капитал на дружеството е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2017 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвращаемост на привлечения капитал е в размер на 6,31%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО - 10%.

СПРАВКА № 4 - ТИП-ПРОИЗВОДСТВО

Технико - икономическите показатели, използвани за определяне на цените през прогнозния ценови период на дружеството, са на базата на отчетните данни за предходните години, като разчетът е съобразен с някои особености за изминалата 2017 г.

През прогнозния ценови период дружеството 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 ТГЗ. Дружеството не предвижда работа на парната част на централата.

Според дружеството, технико - икономическите показатели, използвани за определяне на цените през новия ценови период, са на базата на анализ на отчетните данни за предходните години, състоянието на оборудването и планираните ремонтни работи. Имайки предвид отчетените по-високи външни температури през изминалите отоплителни сезони, за предстоящия прогнозен период дружеството предвижда по-високо производство на топлинна и електрическа енергия.

Обосновка на количеството произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство

Дружеството планира общото прогнозирано количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство да е 50 679 MWh, от което 37 100 MWh - топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса, и 13 579 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

Обосновка на количеството топлинна енергия за собствените нужди

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди дружеството е определило на база на отчетените данни през изминали периоди, с отчитане на текущото състояние на съоръженията, приетите режими на работа с двата енергийни котела и външните метеорологични условия. Прогнозното количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 13579 MWh.

Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от инсталацията за комбинирано производство

Дружеството предвижда с извършването на планираните ремонтни работи и оптимизиране работата на енергийните парогенератори, да се увеличат работните часове и средният електрически товар на ТГЗ, като количеството произведена електрическа енергия достигне 7 900 MWh.

Обосновка на продаденото количество електрическа енергия.

Продаденото количество електрическа енергия е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКП и количествата електрическа енергия за собствени нужди. Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период от 07.2018 г. дружеството прогнозира в размер на 6 200 MWh.

Дружеството планира през новия ценови период количеството топлинна енергия за разпределение да е в размер на 25 400 MWh, която включва енергия за отопление – 25 300 MWh и за битово-горещо водоснабдяване - 100 MWh.

Обосновка на количествата топлинна енергия.

Топлинната енергия за отопление дружеството определя на базата на анализа по отчетни данни за предишни отчетни периоди, като е взело в предвид аварийността по топлопреносната мрежа, която счита, че оказва влияние върху този показател, както и по високите средни външни температури през последните два отоплителни сезона. Поради тези причини дружеството е предвидило увеличение на количеството топлинна енергия за отопление с 5 740 MW в сравнение с отчетената през 2017 г. и с 6 216 MWh в сравнение с отчетеното през последния ценови период. Дружеството счита,че при същите стойности за корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление очакваното количеството топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2018/2019 г. възлиза на 25 300 MWh.

Топлинната енергия за БГВ е ограничена в размер на 100 MWh, поради нежеланието на клиентите да ползват услугата, както и поради сезонната работа на централата.

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи е определено на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната мрежа и предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2018 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За отчетните 2017 г. и ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., дружеството счита, че поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 13 855 MWh или 41,3% и 14 349 MWh или 42,79% от изнесената към преноса топлинна енергия. Технологичните разходи са определени съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г.

С предвидените ремонтни работи се очаква аварийността по мрежата да намалее значително и прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за новия ценови период от 01.07.2018 г. да бъде намалено до 11 700 MWh, което е 31,54% от изнесената към преноса топлоенергия.

Отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 37 100 MWh.

Допълнително с вх. № Е-14-11-4 от 12.04.2018 г. дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2017 г.

С писмо с изх. № Е-14-11-4 от 19.04.2018 г. от „Топлофикация–Габрово“ ЕАД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Инвестиционна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

2. Ремонтна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

3. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия за 2016 г., 2017 г. и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г;

4. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

5. Заверени копия на договори или анекси към договор за изкупуване на

електрическа енергия, с всички приложения към тях (включително спецификациите към договорите), които действат за периода на 2017- 2018 г.

С писмо към вх. № Е-14-11-4 от 30.04.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

В писмото е декларирано, че няма присъдени юрисконсултски възнаграждения.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 5,59% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 32,40% 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 18,46% 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 9,57% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 64%. „Топлофикация–Габрово“ ЕАД предвижда през следващия регулаторен период намаление на размера на общата стойност на инвестиционните разходи с 37,50%.

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

НВск по отчет за ценовия период е -139,82% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. 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 -41,29%, вследствие на намалените приходи, спрямо утвърдените от Комисията, при ръст на условно-постоянните разходи с 59%.

<u>Образуване на цените</u>

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

- общите разходи за амортизации са коригирани от 560 хил. лв. на 220 хил. лв. или със 340 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност и натрупаната към 31.12.2017 г. амортизация на активите от позиция „Машини, съоръжения и оборудване“ съгласно справка № 2 „РБА“ и амортизационна норма за регулаторни цели;

- общата стойност на останалите УПР е коригирана от 1 672 хил. лв. на 1 252 хил. лв. до нивото на отчетените стойности през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 249 хил. лв. на 96 хил. лв., или с 153 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 8 390 t се умножат по реално отчетената цена на емисиите за 2017 г. от 11,49 лв./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“ НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,31% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 1 750 t, до достигане на общата енергийна ефективност до нивото на нормативно определената стойност за високоефективно комбинирано производство и в съответствие с т. 5 от общия подход;

- коригирана е цената на въглищата от 173,76 лв./$t_{нг}$ при калоричност 4 011 kcal/kg на 135,36 лв./$t_{нг}$ (с 38,4 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2017 г. 124,39 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 686 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

- коригирана е цената на биогоривото от 119,09 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 527 kcal/kg на 108,60 лв./$t_{нг}$ (с 10,49 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2017 г., съгласно т. 8 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 5 700 MWh (15,36%), или с 6 000 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход. Корекцията е отразена в количествата за продажба.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

След проведеното открито заседание на 31.05.2018 г. с писмо с вх. № Е-14-11-8 от 12.06.2018 г. от „Топлофикация Габрово“ ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

- Дружеството възразява срещу извършеното намаление на разходите за амортизации с 340 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход. Посочва се, че намалението е необосновано, немотивирано и не почива на никаква икономическа логика, а само на възприет административен подход за механично намаление на разходите. По този начин се ограничават възможностите на дружеството да осигури чрез цената, респективно чрез включените в цената разходи за амортизации, необходимите средства за възстановяване или подмяна на амортизирани дълготрайни активи в производството и преносната мрежа. Заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период са запазени в размер на достигнатите по отчет през 2017 г. Отчетените разходи за амортизации през 2017 г. са в размер на 565 хил. лв., от които 434 хил. лв. са само разходите за амортизация на котел № 8 на биомаса SZL 20 - 2.5/400. Годишната амортизационна норма на този котел е 30%, така че и през следващия ценови период разходите за амортизация ще бъдат същите.
- „Топлофикация-Габрово“ ЕАД възразява по отношение корекцията в общата стойност на останалите УПР, която се формира като сума от разходи за амортизации, разходи за ремонт, разходи за заплати и възнаграждения и разходи, свързани пряко с регулираните дейности по ЗЕ:

- Разходи за ремонт – предвидените разходи в размер на 410 хил. лв. не са с инвестиционен характер и не повишават енергийната ефективност на съоръженията. Същите целят да запазят съществуващите технически характеристики на централата. Посочва се, че през настоящия ценови период се налага извършването на неотложни ремонти в по-голям обем, защото редуцирането от страна на Комисията на необходимите разходи за поддържане на съоръженията за комбинирано производство в нормално техническо състояние, води до очаквано нарастване на дела на аварийните ремонти. При дългогодишно съкращаване на мероприятията за текущо поддържане, аварийните ремонти се увеличават прогресивно. Дружеството е представило остойностен план със срок на изпълнение на предстоящите ремонтни дейности.

- Разходи за заплати и възнаграждения – посочва се, че в прогнозирания разход за заплати и възнаграждения, в сравнение с отчетния за 2017 г, е заложено увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2018 г.

Дружеството изпитва затруднения в намирането и задържането на персонал, като средната заплата в дружеството е значително по-ниска от тази, посочена в Доклада за сектор „Енергетика“ – 1 769 лв. Съществува недостиг на работници на различни

длъжности- оператори на турбогенератори и парогенератори, както и на спомагателни съоръжения.

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.

• По отношение разходите за емисии парникови газове – посочва се, че разпределението на безплатни квоти намалява ежегодно за всички оператори на инсталации, включително за „Топлофикация-Габрово“ ЕАД. 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.

По отношение на цената на квотите и тенденцията към нейното повишение, особено през първото тримесечие на 2018 г., дружеството счита, че Комисията не следва да се позовава на данни от двете централи „Ей и ЕС-ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД. Посочва се, че приравняването на финансовите възможности за закупуване на емисии, когато цените им са най-ниски, не е коректно отнесено към дружеството, поради различните условия на работа и начините за осигуряване на финансирането им.

• Относно начина на определяне на среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал, която е коригирана от 6,31% на 3,91%.

Дружеството не е съгласно с приравняването ѝ към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2017 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. Посочва се, че 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.

• По отношение количеството и цената на горивата – посочва се, че планираното количество на въглищата е намалено от Комисията с 1 750 t. Дружеството настоява при утвърждаване на цените от 01.07.2018 г. да се вземе под внимание предвиденият разход, тъй като той съответства на заложените обеми на производство през новия ценови период.

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД счита за необосновано и намалението на цената на въглищата и биомасата.

За отчетната 2017 г. дружеството е изразходвало 8 400 t въглища и 7 170 t биомаса, с достигната отчетна цена на използваните въглища 124,39 лв./t, без ДДС, и 109,00 лв./t, без ДДС, за гориво биомаса.

Средната доставна цена на горивата за първото тримесечие на 2017 г. е съответно 107,58 лв./t, без ДДС, за горивен микс - въглища и 112,58 лв./t, без ДДС, за горивен микс - биомаса. От месец ноември, поради общо повишаване на цените на горивата, са в сила нови договори за доставка на горива. Цените, без ДДС, са както следва: 212,5 лв./$t_{уг}$ за ОЕГ,
294 лв./$t_{уг}$ за черни въглища марка „Д“, 90 лв./t за дървесен чипс и 130 лв./t за слънчогледови пелети. Цените остават в действие и за новия регулаторен период. Отчетените цени на горивата за 2017 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 173,76 лв./t и средна цена на гориво - биомаса 119,09 лв./t. Цените са прогнозирани на база горивни миксове, доказали устойчива работа на централата.

Дружеството счита, че в частта „Образуване на цените“ Комисията е допуснала грешка относно отчетната цена на биогоривото, съгласно т. 8 от общия подход. В справка

№ 4 „ТИП в производството“ отчетната цена на биомасата е 109,00 лв./t, без ДДС.

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД счита, че ако Комисията не вземе под внимание гореизложеното, с корекцията на основното гориво - въглища с 1 750 t, и определените цени съответно 124,39 лв./t, без ДДС, за въглища и 108,60 лв./t, без ДДС, за биомаса, дружеството няма да може да спазва условията по действащите договори с доставчиците на горива. Същото ще доведе до предпоставка за неизпълнение на основните дейности, а именно производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия.

• По отношение технологичните разходи по преноса на топлинна енергия – посочва се, че дружеството няма възможност да вложи значителни средства за оздравяване на топлопреносната мрежа. Отчетените загуби за 2016 г. са 9 204 MWh, а за 2017 г. – 13 855 MWh. Заявява се, че въпреки предвидените ремонтно- възстановителни дейности през 2018 г. за намаляване на загубите от топлоносител, „Топлофикация–Габрово“ ЕАД няма как да достигне посочените 5 700 MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. По отношение извършената корекция на разходите за амортизация възражението на дружеството не се приема. Използването от дружеството на годишна амортизационна норма от 30% за котел № 8 на биомаса SZL 20 - 2.5/400, което се равнява на годишни разходи за амортизация 434 хил. лв., не е в съответствие с изискванията на Комисията за този разход. Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и 15 г. срок или норма от 6,66%.

2. По отношение на извършената корекция на общата стойност на останалите УПР възражението на дружеството не се приема. Прогнозните УПР на дружествата са формирани при направен детайлен анализ на компонентите, като увеличения, в сравнение с отчетените стойности през изминалия регулаторен период, се допускат само при наличие на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност. С оглед общото ниво на моментната технологична ефективност и общото финансово състояние на дружеството, отразяващо се в крайна сметка във високите разходни цени на продуктите на производство, дружеството трябва да оползотвори в най-пълна степен вътрешно- фирмените резерви. Запазването на цените в рамките на пазарните допустими нива е от ключово значение за по-нататъшното функциониране на дружеството. По изложените съображения прогнозните позиции на УПР са запазени на нивото на отчетените през 2017 г.

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 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените квоти през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ *за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период*.

4. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 6,31% на 3,91% възражението на дружеството не се приема. Едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и т. 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо. 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. Този подход създава стимули за регулираните дружества за по-ефективно управление и оптимизиране на паричните потоци. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

По отношение на направените корекции на количеството гориво и цените на

горивата - въглища и биомаса, възражението на дружеството не се приема. Разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 1 750 t, до достигане на общата енергийна ефективност с нормативно определената стойност за високоефективно комбинирано производство, при която Комисията признава произведената електрическа енергия за високоефективна, в съответствие с издадените сертификати. Корекцията на цената на горивата до отчетените стойности през базисната година е в съответствие със запазването на цените на местните горива и съгласно т. 8 от общия подход. По отношение на направената корекция на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия възражението на дружеството не се приема. Определянето от страна на Комисията на целева стойност на технологичните разходи по преноса е регулаторен подход за създаване на стимули за извършване на определени инвестиции в мрежата и достигане на съответната стойност с времето**.**

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) – 236,85 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 166,20 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 89,34 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 4 274 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 4 056 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 472 хил. лв. и променливи – 2 584 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 5 515 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 3,95%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 200 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 31 400 MWh

15. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

С писмо вх. № Е-14-24-4 от 02.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията.

Дружеството е предложило за утвърждаване еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода – 40,42 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 01.07.2018-30.06.2019 г. дружеството е разработило на база отчетни данни за 2017 г.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД № ДОД.ФД.МТ.271. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове 5 и 6. Разделянето на общите разходи на Електропроизводство 2 на разходи за производство на електроенергия и за производство на топлоенергия се основава на дела на количеството електроенергия, 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

дружеството прибавя и разходите по преноса на цех „Топлоснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени административни разходи, разпределени между електроенергията и топлоенергията на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия.

Разходите за производство на топлинна енергия са в размер на 146 хил. лв. и съставляват около 4% от общите разходи за производство и пренос на топлоенергия.

Разходите за пренос по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата на дружеството е на стойност 3 488 хил. лв., като е запазило равнището на отчетените разходи за 2017 г. с изключение на:

- Разходи за амортизации. Разходите за амортизация са разчетени на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2017 г. Дружеството счита, че намалението на разходите за амортизации на активите, свързани с преноса на топлинна енергия, спрямо отчетените за 2017 г. с 42 хил. лв. е в следствие на преразгледания и удължен срок на полезен живот на дълготрайните активи, които са свързани с преноса на топлинна енергия.

- Ремонтни разходи. Планираните ремонтни дейности за топлоснабдителната система са съгласно изискванията по отношение вида, обема и периодичността на провежданите ремонтни и възстановителни дейности. Предвидените разходи са за поддръжка на АС, средства за търговско измерване, система за дистанционно отчитане на консумацията при потребителите и др. Дружеството прогнозира намаление на ремонтните разходи с 28 хил. лв., поради различен обем на ремонтните дейности, предвидени за изпълнение през новия ценови период.

Другите разходи дружеството формира 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 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 2017 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 217 хил. лв. съгласно горецитираните указания, като корекции са нанесени по позиции.

От разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от услуги по присъединяване на клиенти към мрежата и др. услуги на стойност 14 хил. лв.

Разпределени разходи - В отчетените за 2017 г. разходи за пренос са разпределени разходи на обща стойност 1 061 хил. лв.

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 2017 г. са:

- от януари до юни – обща балансова стойност на активите на обектите е 2 097 526 хил. лв. на ТС – 5 139 хил. лв. Общо производствените разходи през разглеждания период са на стойност – 37 380 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0025. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 93 хил. лв.

- от юли до декември – обща балансова стойност на активите на обектите е 2 027 110 хил. лв., на ТС – 4 842 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0024. Общо производствените разходи за периода са на стойност 40 473 хил. лв. Общо

производствените разходи, отнесени в разходите на ТС, са на стойност 97 хил. лв.

Административни разходи се разпределят между двата продукта на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия. За прогнозния регулаторен период стойността на административните разходи е до нивото на отчетените разходи през 2017 г.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2018-30.06.2019 г. са на стойност 3 634 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 38 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 3 672 хил. лв.

СПРАВКА № 2 - РБА

Регулаторната база на активите към 31.12.2017 г. е в размер на 6 123 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2017 г., пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 7 532 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите на стойност 1 737 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 328 хил. лв. Съгласно т. 32.5 от Указания-НВ оборотният капитал е разчетен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации.

СПРАВКА № 3 - Норма на възвръщаемост на капитала

Норма на възвръщаемост на капитала 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. Средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е 2.22% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2017 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2017г., в зависимост от финансовите условия на Заемното споразумение с Евратом. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

СПРАВКА № 4 – ТИП в производството

В справката дружеството е обобщило основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия.

През новия ценови период дружеството планира произведената топлинна енергия от бойлерните установки на блоковете да е размер на 190 000 MWh, като технологичните СН се прогнозират на ниво от 42,11% (80 000 MWh). Дружеството счита, че съществено влияние върху прогнозните производствени показатели оказват климатичните фактори.

СПРАВКА № 5 - ТИП в преноса

В справката е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, равнището им спрямо 2017 г. и текущия регулаторен период.

Дружеството счита, че с оглед същественото влияние на климатичните фактори, прогнозите за общото количество реализирана топлинна енергия през следващия регулаторен период отчитат разликата между значителните количества топлинна енергия през 2017 г. и текущо отчетените параметри за настоящия ценови период, като прогнозата за настоящия ценови период е с отчетни данни от 1 юли 2017 г. до м. февруари 2018 г.

Според дружеството, друг съществен фактор, влияещ на прогнозите за продажбите, е изпълнението на плановете за разширяване на топлоснабдителната система чрез присъединяване на нови битови и небитови абонати.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за новия ценови период са увеличени с 9,50% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството

е предложило намаление на общата стойност на УПР с 1,20% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от намалените разходи за ремонт с 40,82%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 85,04%.

Образуване на цената

Предвид резултатите от текущото наблюдение и анализа на ценовите елементи в заявлението на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД Комисията счита, че следва да утвърди предложената от дружеството 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 – 40,42 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 3 672 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 3 634 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 547 хил. лв. и променливи – 87 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 6 123 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 0,62%
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 88 000 MWh

16. „КОГРИЙН“ ООД - гр. ПЪРВОМАЙ

С писмо с вх. № Е-14-68-3 от 04.04.2018 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 е представено отчетна информация по т. I.2, т. I.4 и I.5, прогнозна информация по т. II.2 от писмо изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г., писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, инвестиционна и ремонтна програми за 2017 г. и периода 2018 г. - 2019 г., продадена електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г., действащи договори за доставка на природен газ и за изкупуване на електрическа енергия, отчетна информация за 2017 г. с приложени справки по ЕССО.

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

- преференциална цена на електрическа енергия – 211,26 лв./MWh, в т. ч. добавка по
чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh;
- индивидуални разходи за електрическа енергия – 203,26 лв./MWh
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 77,84 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, са изчислени с цена на природен газ – 409,00 лв./knm^3 при калоричност 8 000 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-68-3 от 25.04.2018 г. от „КОГРИЙН“ ООД, на основание чл. 43,
ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Отчетна информация за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9, съгласно т. I.4 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Отчетна информация за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

и прогнозна информация за новия ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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, съгласно т. I.5 и II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

3. В описа към заявление с вх. № Е-14-68-3 от 04.04.2018 г. е посочено, че се прилага писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружена с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност, съгласно т. II.4 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР, като такава не е представена на хартиен носител;

4. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. Към заявлението е представена информация само за 2017 г.

5. Инвестиционна и ремонтна програми за 2017 г., представени по направления, с остойностени позиции;

6. Инвестиционна и ремонтна програми за периода 2018 г. - 2019 г., представени по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

7. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. I.11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

8. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ, с всички приложения и анекси към тях;

9. Заверени копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството е прогнозирало аналогично производство на електрическа и топлинна енергия на отчетеното през предходния ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило запазване на размера на УПР на нивото на отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.). Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за ремонт са коригирани от 350 хил. лв. на 300 хил. лв. или с 50 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за текущо поддържане са коригирани от 420 хил. лв. на 350 хил. лв. или с
70 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 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. Съгласно чл. 11, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват финансови разходи;
- 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 6,87% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 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) – 175,02 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 104,37 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 80,23 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 7 468 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 7 049 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 093 хил. лв. и променливи – 3 956 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 10 550 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 3,98%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh, в т. ч:
     - към НЕК ЕАД – 25 188 MWh
     - към други – 1 760 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

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

С писмо с вх. № Е-14-70-1 от 24.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението допълнително са представени фактури за закупени количества природен газ и електрическа енергия.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2018 г.:

Преференциална цена на електрическа енергия, без ДДС – 155,01 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 147,01 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена при средно-претеглена цена на природния газ – 397,42 лв./knm^3 (без ДДС).

Към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

Производствената програма на когенерационна ТЕЦ „500 дка“ с два газобутални двигателя е прогнозирана съобразно следните ограничителни параметри:

- двата когенератора ще работят частично през месеците октомври и ноември, а от месец декември до месец април 2019 г. – на постоянен режим с цел подсигуряване на необходимата топлинна енергия за основното производство;

- през периода от м. май 2019 г. до м. юли 2019 г. на КГ № 1 ще бъде извършен междинен ремонт (на 30 000 работни моточаса), съгласно договор за поддръжка с фирма Хубауер Анлагенбау ГмбХ;

- през топлите месеци ще работи единствено КГ № 2 – за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за прогонване на росата в сутрешните часове.

Към обосновката е представена производствената програма за новия ценови период, 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.

За целите на изчисленията на регулаторната база на активите стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2017 г. Формирането на размера е показано в табличен вид към обосновката.

В обосновката се посочва, че при изчисляване на годишните разходи за амортизации е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „500 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

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 620*** *от 0 до 59 999 моточаса на двигателя с цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на когенераторите, в т.ч.: за двигател Jenbaher JMS 620 GS-NL – 18,0 евро/моточас и за двигател Jenbaher JMS 320 GS-NL – 6,9 евро/моточас.*

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 и разходи за пътуване;

- разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 и 6 000 h;

- оригинални глави на цилиндъра и свещи;

- междинен ремонт на 30 000 h - *мониторинг на първите 2 000 h; наблюдение от разстояние; обучение на персонала.*

В цената на поддръжката не 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 ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ през този ценови период, са изчислени при начална дата на периода - 01/07/2018 г. и прогнозна обща цена на природен газ - 397,46 лв./knm^3 (без ДДС), *в т.ч.: цена на природен газ – 358,71 лв./knm^3, цена за пренос – 4,62 лв./knm^3 и цена за капацитет – 34,13 лв./knm^3.*

В обосновката се посочва, че спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети. Работата на когенерационната централа също до голяма степен зависи от климатичните условия и изисква корекция в консумацията на природен газ. Също така, заявките за капацитет на консумацията не могат да бъдат отделени от заявките за капацитет на допълващите мощности - котлите. Поради това цената на природния газ на дружеството е обща и зависи от дневните прогнози за времето и необходимите количества газ. Дружеството е приложило справка за средните цени, които плаща през последните 6 *месеца, от която са видни нивата на компонентите на общата цена на природния газ.*

В обосновката се посочва, че разходите за консумативи възлизат на стойност 46 хил. лв., разходи за вода – 1 хил. лв., разходи за ел. енергия – 12 хил. лв., разходи за външни услуги – 3 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 116 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 средно претеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията

за комбинирано производство.

Представена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация I-ви и II-ри етап на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ и са посочени финансовите условия по кредитите.

Изчислената норма на възвръщаемост на капитала за периода 2018 г. – 2019 г. е 6,39%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия за новия ценови период са с 14,45% по-високи от отчетените.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 16,41% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на цена на електрическа енергия за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 3,65% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г.– 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 16,36%. 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 6,29% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,04 MW.

След проведеното открито заседание на 31.05.2018 г. с писмо с вх. № Е-14-70-4 от 04.06.2018 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е постъпило следното възражение:

Дружеството възразява срещу извършената корекция в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“, при която нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,29% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ. Възразява се и срещу т. 3 от общия подход.

Посочва се, че реалната цена на привлечения капитал на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е 6,29%.

Дружеството посочва, че е необходимо да се коригира общата инсталирана електрическа мощност на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ от 3,04 MW на 3,944 MW.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 6,29% на 3,91% възражението на дружеството не се приема. 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. Този подход създава стимули за по-ефективно управление и оптимизиране на паричните потоци. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

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) – 158,02 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 3 865 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 3 596 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 164 хил. лв. и променливи – 2 431 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 6 459 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 4,17%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 736 MWh

<u>18. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“</u>

С писмо с вх. № Е-14-70-2 от 24.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението допълнително са представени фактури за закупени количества природен газ и електрическа енергия.

Дружеството е предложило преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 149,32 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 141,32 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена при средно-претеглена цена на природния газ – 397,46 лв./knm^3 (без ДДС).

Към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

Производствената програма на когенерационна инсталация с газобутални двигатели е разработена при следните условия:

- за периода от м. юли до м. септември 2018 г. предстои междинен ремонт на когенератор № 2, при достигнати 30 000 работни моточаса;

- за сметка на ограниченията в работата на КГ № 2 през новия ценови период се предвижда КГ № 1 да работи повече моточасове в сравнение с предходния период, с цел компенсиране на необходимата топлинна енергия.

Към обосновката е представена производствената програма за периода юли 2018 – юни 2019 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.

За целите на изчисленията на регулаторната база на активите стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2017 г., в размер на 7 920 хил. лв. Формирането на размера е показано в табличен вид към обосновката.

В обосновката се посочва, че при изчисляване на годишните разходи за амортизации е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ 200 дка, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

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, а именно: цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на КГ1 - 15,5 евро/h и цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на КГ2 - 14,5 евро/h.

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 и провеждане на инспекции.

Променливите разходи за работа на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка" за новия ценови период са изчислени при прогнозна обща цена на природен газ 397,46 лв./knm^3 (без ДДС), в т.ч.: цена на природен газ – 358,71 лв./knm^3, цена за пренос – 4,62 лв./knm^3 и цена за капацитет – 34,13 лв./knm^3.

В обосновката се посочва, че спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия, изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети. Работата на когенерационната централа също до голяма степен зависи от климатичните условия и изисква корекция в консумацията на природен газ. Също така, заявките за капацитет на консумацията на когенерационната инсталация не могат да бъдат отделени от заявките за капацитет на допълващите мощности - котлите. Поради това цената на природния газ на дружеството е обща и зависи от дневните прогнози за времето и необходимите количества газ. Дружеството е приложило справка за средните цени, които плаща през последните 6 месеца, от която са видни нивата на компонентите на общата цена на природния газ.

В обосновката се посочва, че разходите за консумативи възлизат на стойност 43 хил. лв., разходи за вода – 2 хил. лв., разходи за ел. енергия – 14 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 157 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 средно претеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

Посочена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка" и финансовите условия по кредита.

Изчислената норма на възвръщаемост на капитала за периода 2018 г. – 2019 г. е 7,08%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за предходния ценови период са с 24,44% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 23,26% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена на електрическата енергия за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,19% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 25,19% и разходите за заплати и възнаграждения с 8,15%. 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 6,33% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.

След проведеното открито заседание на 31.05.2018 г. с писмо с вх. № Е-14-70-3 от 04.06.2018 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е постъпило следното възражение:

Дружеството възразява срещу извършената корекция в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“, при която нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,33% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ. Възразява се и срещу т. 3 от общия подход.

Посочва се, че реалната цена на привлечения капитал на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е 6,33%.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 6,33% на 3,91% възражението на дружеството не се приема. 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. Този подход създава стимули за по-ефективно управление и оптимизиране на паричните потоци. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

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) – 158,34 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 87,69 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 5 254 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 4 755 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 467 хил. лв. и променливи – 3 288 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 8 418 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 5,92%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 24 913 MWh

<u>19. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“</u>

С писмо с вх. № Е-14-73-1 от 18.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението допълнително са представени фактури за закупени количества природен газ и електрическа енергия.

Дружеството е предложило преференциална цена на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г. – 200,27 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия –192,27 лв./MWh;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при средно-претеглена цена на природния газ – 396,71 лв./knm^3, (без ДДС).

Към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

Планираните разходи през новия ценови период са съобразно следните условия:

1. Спиране работата на производствения обект за 4 месеца в резултат на градушка;

2. Изпълнение на инвестиционен проект по изграждане на въздушно отопление в 60 дка оранжерийни площи.

Към обосновката е представена производствената програма за периода юли 2018 – юни 2019 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., в т.ч.: 239 хил. лв. – сгради, 507 хил. лв. - представляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийния комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др., 5 950 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т.ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД.

Посочва се, че през предходния регулаторен период няма въведени нови активи в експлоатация и не се предвижда въвеждането на такива през новия.

Дружеството е представило извлечение от инвентарна книга за когенерационна централа към 31.12.2017 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 – 112 хил. лв., цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа – 18 евро/h.

В цената на поддръжката са включени: 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 материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 часа, 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, са изчислени при прогнозна обща цена на природен газ – 396,71 лв./knm^3 (без ДДС).

В обосновката се посочва, че спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия, изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети. Работата на когенерационната централа също до голяма степен зависи от климатичните условия и изисква корекция в консумацията на природен газ. Заявките за капацитет на консумацията на когенерационната инсталация не могат да бъдат отделени от заявките за капацитет на допълващите мощности – котлите. Поради това цената на природния газ на дружеството е обща и зависи от дневните прогнози за времето и необходимите

количества газ.

При определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на т. 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 средно претеглената 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 рефинансира всички свои кредитни експозиции към ПИБ АД /МКБ Юнионбанк АД/ от Уникредит Булбанк АД, в едно с извършеното до момента самоучастие по проекта под формата на инвестиционен кредит.

Посочена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация и финансовите условия по кредита.

Дружеството посочва, че след претърпените щети от градушката през 2017 г. и реализираните загуби е сключен анекс за временно спиране на плащането на главници по инвестиционния кредит за периода на възстановяване на щетите и засаждане на новата реколта. Едновременно с това финансиращата институция е увеличила лихвения процент по кредити с 1 пункт, за което е представено копие на Анекс с банката.

Нормата на възвръщаемост на капитала е 6,33%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 24,57% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 24,55% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,12% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 17,89% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 11,32%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,33% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.

След проведеното открито заседание на 31.05.2018 г. с писмо с вх. № Е-14-73-2 от 04.06.2018 г. от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Левски“ е постъпило следното възражение:

Дружеството възразява срещу извършената корекция в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“, при която нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,33% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ. Възразява се и срещу т. 3 от общия подход.

Посочва се, че реалната цена на привлечения капитал е 6,33%.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 6,33% на 3,91% възражението на дружеството не се приема. 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. Този подход създава стимули за по-ефективно управление и оптимизиране на паричните потоци. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Левски“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 193,47 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 2 147 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 1 943 хил. лв., от които условно-постоянни – 862 хил. лв. и променливи – 1 080 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 5 222 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 3,91%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 807 MWh

<u>20. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-76-1 от 03.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за предстоящия ценови период;
- обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
- справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 217,48 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 209,48 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при цена на природен газ - 560,00 лв./knm^3.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 2,60% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са еднакви с прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия за следващия регулаторен период дружеството е предложило запазване на общата стойност на УПР на нивото на отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.). 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 144 хил. лв., или с 290 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 396 хил. лв. на 345 хил. лв. или с 51 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 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 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,027 MW.

На 22.06.2018 г. по електронна поща е получено писмо от „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД, с което е предоставен договор за допълнителни ремонтни дейности със завода-производител на оборудването, вследствие възникнала авария и износване на възли и агрегати. Дейностите по ремонта са остойностени и посочени в него.

След преглед на постъпилата допълнително информация от дружеството Комисията счита:

Допълнително постъпилата информация е отразена в цените частично. Добавени са допълнително 100 хил. лв. в разходите за ремонт, поради възникналата авария.

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) – 208,62 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 3 058 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 2 959 хил. лв., от които условно-постоянни – 990 хил. лв. и променливи – 1 969 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 1 842 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 5,47%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 470 MWh

21. „З-Пауър“ ООД

С писмо с вх. № Е-14-62-1 от 02.04.2018 г. „З-Пауър“ ООД 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 прогнозната и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението са приложени само: отчетна информация за 2017 г. и прогнозна такава за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. с приложени справки от № 1 до № 9, годишен доклад за дейността и ГФО за 2017 г. Копията на последните два документа не са подписани и заверени от лице с представителна власт.

Дружеството е предложило преференциална цена на електрическа енергия - 166,51 лв./MWh, без ДДС.

Изчисленията са направени с цена на природен газ 478,41лв./knm^3 и добавка по чл.

33, чл. 3 от ЗЕ – 8 лв./MWh.

Дружеството не е представило писмена обосновка на така предложената за определяне цена от Комисията.

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 „З-Пауър“ ООД, не е представено коректно попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2017 – 30.06.2018 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 цената</u>

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 166 хил. лв. на 133 хил. лв., или с 33 хил. лв., до нивото на 10 % повишение от отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 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 421 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 421 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „З-Пауър“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 159,90 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 728 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 614 хил. лв., от които условно-постоянни – 695 хил. лв. и променливи – 1 280 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 470 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 12 400 MWh

<u>22. ЧЗП „Румяна Величкова“</u>

С писмо с вх. № Е-14-59-3 от 02.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- договор за продажба на електрическа енергия за 2018 г.;
- договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него;
- справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО;
- прогнозна информация за новия ценови период по т. II.2 от писмото.

Дружеството предлага преференциална цена на електрическа енергия, без ДДС –

132,46 лв./MWh, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Предложената за определяне от Комисията цена на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 377,99 лв./knm^3, без ДДС.

ЧЗП „Румяна Величкова“ представя обяснителна записка към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, както следва:

Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на един нов газов когенератор, тип „BHKW JMS 612 GS-N.LC“, производство на „Йембахер“ – Австрия, с инсталирана електрическа мощност 1 850 kW и топлинна мощност 1 820 kW. Когенераторът е изграден в оранжерията на ЧЗП „Румяна Величкова“ и е въведен в експлоатация в началото на 2008 г.

1. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА

Производствената програма на когенератора е подчинена на програмата на оранжерията. През 2016 г. и 2017 г. 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 не е извършена, оранжерията не е отоплявана и комбинираната мощност не е работила.

През 2017 г. когенераторът е работил само 2 730 h, като е произведена 5 144 MWh електрическа енергия и е опусната 5 298 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия, съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

През 2018 г. дружеството 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 изработи около 4 550 h. Прогнозирано е увеличение на произведените количества електрическа и топлинна енергия.

2. .РАЗХОД НА ГОРИВО

Според дружеството електрическият КПД на инсталацията през годините устойчиво е около 40%, а икономията на първична енергия е около и над 20%, което не се взема предвид от КЕВР, тъй като подобни по мощност инсталации отчитат електрически КПД около 36 – 37%, а получават до 19 лв./MWh по-висока цена от тази, утвърдена за инсталацията на ЧЗП „Румяна Величкова“. Предлага се КЕВР да въведе показател за ефективност, който да отчита и бенефицира по-високата ефективност на инсталациите с нисък специфичен разход гориво и по висок % икономия на първична енергия. За следващия регулаторен период специфичният разход на гориво е еднакъв с този, постигнат през 2017 г.

3. АМОРТИЗАЦИОННИ ОТЧИСЛЕНИЯ

Инвестиционните разходи на дружеството за новата когенерационна мощност са под 600 евро/kW и практически са най-ниските в България. Редица газобутални двигатели, с подобна мощност, имат признати от КЕВР значително по-високи инвестиционни разходи, поради което получават по-високи амортизационни отчисления, респективно по-високи преференциални цени.

Дружеството е изчислило, че при приет срок на амортизация 15 години годишните амортзационни отчисления следва да бъдат 177 хил. лв., за да се възстановят инвестициите за 15 години, а утвърдените амортизационни отчисления от КЕВР за 2017 г. са в размер на 56 хил. лв., което удължава срока за възстановяване на инвестицията на 38 години. Прави се аналогия, че на други когенерационни инсталации с еднаква мощност са признати значително по-високи инвестиции, респективно и амортизациите са два пъти и повече по-високи от тези на дружеството.

Приложен е и списък на дълготрайните материални активи и тяхната отчетна стойност към 31.12.2017 г.

4. РАЗХОДИ ЗА ТРУД

В последните години са възникнали няколко аварии и когенерационната мощност е

увеличила престоя за ремонт, поради което се е наложило да бъде увеличен обслужващият персонал и е назначен супервайзер. Това увеличение на разходите, поради изложените причини – в размер на 78 хил. лв., не е признато от КЕВР и за 2017 г. Признат е разход от 37 хил. лв. Липсва анализ от страна на Комисията, тъй като за друга газобутална система, с подобна мощност и технология на инсталацията, се признават разходи за труд от над 200 хил. лв., което е в пъти по-голям разход за труд при еднаква мощност .

За следващия регулаторен период дружеството смята за обосновано да предложи разход за труд с 5% по-висок от направените разходи за труд през 2017 г.

5. РАЗХОДИ ЗА РЕМОНТИ

През 2017 г. дружеството извършва текущ ремонт на когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за експлоатационен сервиз със фирмата за сервизно обслужване.

През същата година е извършен текущ ремонт на когенератора, полагащ се след 12 000 h експлоатация, основен ремонт, както и ремонт на генератора в „Енергоремонт“ - Варна, на турбокомпресора, цилиндри 1 и 2, общо на стойност 76 хил. лв.

През 2018 г. е планирано да се извърши текущ ремонт и поддържане на когенерационната инсталация, които се предвиждат на всеки 2 000 h експлоатация на агрегата – 14 000, 16 000 и 18 000 h, съгласно спецификацията на сервизната компания, на стойност 118 хил. лв., като до 19.03.2018 г. са изразходвани 53 хил. лв.

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, електрическа енергия , химикали и външни услуги.

Променливите разходи, по-голяма част от които са разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

През 2015, 2016 и 2017 г. ЧЗП „РУМЯНА ВЕЛИЧКОВА“ твърди, че използва 100% от произведената от комбинирания модул топлинна енергия за растителна земеделска продукция, общите приходи са под 5,5 млн. лв. и приходите от продажбите на електрическа енергия са по-малко от 35% от общите годишни приходи.

Дружеството счита, че КЕВР следва да вземе предвид обстоятелството, че дребните оранжерийни производители не съществуват, за да произвеждат електричество, а чрез комбинираните схеми, които експлоатират, се стремят да направят топлинната енергия за производство на зеленчуци по-евтина, с което се очаква да се представят по-успешно на пазара на оранжерийните зеленчуци.

С писмо с изх. № Е-14-59-3 от 30.04.2018 г. от дружеството е поискано да представи допълнително следното:

- договори за продажба на електрическа енергия за 2018 г., с всички приложения към тях (вкл. спецификациите към договорите);
- копие на действащи договори за доставка на природен газ, с всички приложения към тях.

С писмо с вх. № Е-14-59-3 от 16.05.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

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 определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 13,03% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от разходите за ремонт с 20,27% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 52,73%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 177 хил. лв. на 83 хил. лв., или със 94 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 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) – 139,18 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 1 455 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 1 411 хил. лв., от които условно-постоянни – 363 хил. лв. и променливи – 1 048 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 588 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,78%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 800 MWh

23. „Алт Ко“ АД

С писмо с вх. № Е-14-58-1 от 11.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението не е приложено следното: отчетна и прогнозна информация съответно по т. I.5 и т.II.2 от писмото, копия на действащи договори за доставка на природен газ и на договори за изкупуване на електрическа енергия, инвестиционна и ремонтна програми за 2017 г. и за периода 2018 г. - 2019 г.

Дружеството е предложило преференциална цена на електрическа енергия - 152,12 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- Индивидуална цена на електрическа енергия - 144,12 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 8,00 лв./MWh.

Изчисленията са направени с цена на природен газ 387,94 лв./knm^3.

Към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, дружеството е представило кратка обяснителна записка, в която се посочва, че при определянето на прогнозната преференциална цена на електрическа енергия, са приети следните показатели:

1. Амортизационните разходи са приети на база утвърдените от КЕВР в

предходните регулаторни периоди;

2. Условно-постоянните разходи са приети въз основа на реално отчетените за 2017 г. и за предходния регулаторен период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), доколкото производството е идентично с това през цитираните периоди;

3. Капацитетните продукти в приложение № 5 са изчислени с представителна калоричност 10,568 kcal/kg, каквато е средно претеглената за периода след 01.10.2017 г., от която дата се прилага планирането и отчитането на природния газ в MWh. В обосновката дружеството посочва, че в същото приложение автоматично се определя режимът на доставка като „равномерна доставка“, което не отговаря на изискванията на договора за доставка на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД.

С писмо с изх. № Е-14-58-1 от 25.04.2018 г. на КЕВР от „Алт Ко“ АД е изискано да бъде представена допълнителна информация, както следва:

1. Отчетна информация за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г.-30.06.2018 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето, MWh в т.ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh, съгласно т. I.5 и т. II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия за 2016 г., както и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г.;

3. Инвестиционна и ремонтна програми за 2017 г., представена по направления, с остойностени позиции;

4. Инвестиционна и ремонтна програми за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

5. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. I.11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

6. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях;

7. Заверени копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

С писмо с изх. № Е-14-58-1 от 09.05.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 4,80% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са със 7,41% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило запазване на стойността на УПР на нивото на отчетената през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.). 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 279 хил. лв. на 265 хил. лв. или с 14 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 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) – 160,73 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 1 674 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 1 548 хил. лв., от които условно-постоянни – 710 хил. лв. и променливи – 838 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 1 623 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,78%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 930 MWh, в т. ч.:
     - собствено потребление – 215 MWh
     - към ЕРД – 6 715 MWh

<u>24. „Брикел“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-31-1 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 одитиран годишен финансов отчет и справки по ЕССО за 2017 г.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 184,99 лв./MWh.
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 67,74 лв./MWh.

Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните параметри:

- цена на въглищата – 87,07 лв./t с калоричност 2 459 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 016,78 лв./t;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 100,00 лв./t с калоричност 2 770 kcal/kg;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;

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 18% повече от отчетената и е в размер на 1 838 720 MWh.

Дружеството предвижда броят на клиентите на топлинна енергия с гореща вода да се запази на нивото на отчетния период.

Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 4 118 MWh или 23,76%.

Според дружеството основните фактори, пряко влияещи на производството на

топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградуси, ръст на клиентите, и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период от 01.07.2018 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 555 723 MWh, а за периода 2018-2019 се планира да бъдат произведени 744 032 MWh.

В производствената програма на „Брикел" ЕАД в електропроизводствената част, през 2017 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 374 085 MWh. За новия период количеството електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик е в размер на 510 000 MWh, съгласно писмо изх. № 255/20.02.2018 г. до Изпълнителния директор на НЕК ЕАД. Писмото е изготвено в отговор на питане от страна на НЕК ЕАД за формиране на бюджета на обществения доставчик за новия ценови период.

Към момента между „Брикел" ЕАД и НЕК ЕАД няма сключен действащ договор за продажба на електрическа енергия. Двете дружества са в процес на преговори за сключване на нов договор за уреждане на техните отношения. Предвид разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ НЕК ЕАД изкупува цялото количество електрическа енергия, която дружеството произвежда по високоефективен комбиниран начин.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел" ЕАД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2017 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за продажба на обществения доставчик.

Електрическа енергия за собствени нужди:

През новия ценови период е планирано запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 27,53%, спрямо отчетените през базовата 2017 г.(27,54%). 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 била частично отложена и удължена във времето, поради намалена производствена програма и отчетени по-малко приходи. Поради невъзможността за осигуряване на средства за големи основни ремонти на съоръженията, дружеството е заложило извършването на разширени текущи ремонти на повече на брой парогенератори. Дружеството счита, че целта на тези ремонти е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, с допускането на компромис, че забавянето на подмяната на нагревни повърхности води до повишена аварийност. Ремонтите по електрофилтрите на двете площадки и СОИ са свързани с достигане и спазване на екологичните норми.

Поради изложените причини, от одобрените 3 511 хил. лв. за ремонти през периода 2017-2018 г., общата стойност на отчетените разходи през 2017 г. възлиза на 1 482 хил. лв. През първото полугодие на 2018 г. дружеството е съсредоточило усилията си върху наваксване на отложените ремонти и за периода 2017 - 2018 г. отчита 3 461 хил. лв.

През ценови период 07.2018 - 06.2019 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 6 034 хил. лв. Те са 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 се намират в приложената ремонтна програма за периода 07.2018 - 06.2019 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

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 Р България за периода 2013 – 2020 г. с Решение на Европейската комисия С(2012) 4560 от 06.07.2012 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 допринася 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 – 2020 г.

Общата изразходвана сума за периода 01.01.2017-31.12.2017 г. по проекти за инвестиции, включени в НПИ 2013 г.-2020 г. и проекти заложени в бизнес плана на „Брикел“ ЕАД е 4 471 хил. лв., реализирани по 10 инвестиционни проекта, 9 от които са включени в НПИ.

Три от тях:

- „Цялостен ретрофит на турбина ВПТ 50-4 № 1-4“, включващ модернизация на ЦВН и модернизация на ЦСНН

- Рехабилитация на регенеративна система на турбина ВПТ 50-4 № 1-4 и хидропитателен възел на инсталацията

- Изграждане на два броя охладителни кули и охладителна система на турбина ВПТ 50-4 № 1-4“ са закрити през декември 2017 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 закритите проекти в размер на 585 хил. лв.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2017 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 307 211 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 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. оборотният капитал за производство е в размер на 18 903 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнася
18 880 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия - 24 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 2017 г. е 10,92%.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на т. 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 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. разходите за амортизации са на нивото на 2017 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 2017 г. възлизат на 13 825 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 11 143 хил. лв. и за осигуровки 2 682 хил. лв. За периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. необходимите разходи са завишени на 12 369 хил. лв. - разходи за заплати и 2 977 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.2018 г. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството също е предвидено да нарасне от 1 285 бр. на 1 345 бр., тъй като в дружеството има незаети работни места.

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 2017 г. с 0,4% на 3 172 хил. лв.

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото увеличение на персонала на дружеството дава своето отражение 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. Дружеството счита, че отчетеният от НСИ ръст на инфлацията, също ще доведе до увеличаване на УПР.

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 2017 г.

Основно гориво

Въглища *- за периода 01.07.2018-30.06.2019 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 за новия ценови период е взета предвид заявената от „Мини Марица изток“ ЕАД към момента на подаване на заявлението с писмо
№ ПТД – 01-116/29.03.2018 г. цена на въглищата от - 82 лв./туг.

Транспортните разходи за доставката на въглищата са без промяна, освен перото разходи за електрическа енергия, като стойността на 1 kWh електроенергия се определя по действащата еднотарифна цена за средно напрежение на EVN за съответния месец.

- 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 и чрез специална Методика се достига до изчисляване стойностите на различните продукти, произвеждани в дружеството.

- смесено гориво – обработено и складирано с показатели за горене в котлоагрегатите. Сместа се състои от няколко компонента – сурови въглища, ОЕГ и ОЕГ-брак, т. е. браковата продукция от Брикетна фабрика.

- шисти - с цел подобряване на екологичната обстановка в района през новия период дружеството предвижда доставки и на нискосернисто гориво като договорената цена с доставчика е 160 лв./туг;

Дружеството прилага справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2017 г., от където е видно, че цената на микса е ***83,42*** *лв./$t_{нг}$ при калоричност* ***2 459*** *kcal/kg.*

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2018 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на ***87,07*** *лв./t при калоричност* ***2 459*** *kcal/kg. Според дружеството увеличението на средната цена се дължи, както на предвидените 10% нискосернисто гориво, така и на увеличената цена на лигнитни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД.*

Гориво за разпалване

- мазут – разходите за мазут са запазени на нивото на 2017 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 дружеството предвижда доставки и на символични количества биомаса. Договорената цена с доставчика е 100 лв./$t_{нг}$.*

Разходите за въглища през новия ценови период спрямо 2017 г. са със 169 635 t повече, поради очаквано 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 362 хил. лв. Те включват закупуването от НЕК ЕАД - Предприятие ***„****Язовири и каскади“ на промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.*

„Разходи за закупена енергия и балансиране“ за новия ценови период възлизат на 3

917 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на увеличената производствена програма, а цените на база постигнатите резултати за 2017 г.

„Разходите за консумативи“ - за новия ценови период възлизат на 2 781 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 2017 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги за новия ценови период възлизат на 1 018 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Квоти за емисии на парникови газове.

Поради голямото количество изгаряни въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Основната суровина, която дружеството използва за производството на електрическа енергия, са лигнитните въглища, добивани от „Мини Марица изток“ ЕАД в Източномаришкия енергиен комплекс. Въглищата се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Принудено от 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 2017 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. Въпреки предвидените безплатни квоти през прогнозния период „Брикел“ ЕАД планира да закупи над 68% от емитираните количества.

Разходите на останалите за закупуване квоти за 2017 г., срокът за закупуването на които е 30.04.2018 г., са изчислени при цена на емисиите 12,61 евро/t, която е официалната цена на затваряне на борсата ICE на 23.03.2018 г., като за новия ценови период към нея дружеството е добавило компенсация в размер на 7,39 евро/t, представляваща разликата между настоящата цена и одобрената за настоящия ценови период.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 11,81% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 4,46% 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 с 14,29% спрямо отчетената през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от ръста на разходите за ремонт със 73,34%. Дружеството предвижда намаление на прогнозните разходи за инвестиции през следващия регулаторен период с 13,82%.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 6 034 хил. лв. на 1 481 хил. лв. или с 4 553 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., съгласно т. 1

от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения и съответните начисления по действащото законодателство са коригирани от 15 711 хил. лв. на 14 176 хил. лв., или с 1 535 хил. лв., до отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции „Такса събрано инкасо“, „други разходи и услуги“, „други материали“ и „други в други“ са коригирани от 67 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 67 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.

- общата стойност на разходните позиции „Разходи за закупена енергия“, „Консумативи (химикали, реагенти)“ и „Разходи за външни услуги“ са коригирани от 7 716 хил. лв. на 5 762 хил. лв. или с 1 954 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2017 г., съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 21 931 хил. лв. на 4 448 хил. лв., или със 17 482 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през
2017 г. в размер на 255 345 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от 8,91 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 10,92% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирана цената на основното гориво въглища от 87,07 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2 459 kcal/kg на 83,42 лв./$t_{нг}$ (с 3,65 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2017 г., съгласно т. 8 от общия подход;

5. В изчисленията на цените не е използвана индивидуалната методика на дружеството, тъй като не са налице предпоставките на чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ и правилата за ценообразуване, съдържащи се в НРЦТЕ и в утвърдените от Комисията Указания-НВ, са напълно приложими към заявлението на дружеството.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

Във връзка с проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо вх. № Е-14-31-1 от 25.05.2018 г. „Брикел“ ЕАД е представило следната допълнителна информация във връзка с подаденото заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, считано от 01.07.2018 г.:

Във връзка с приетите изменения в ЗЕ, публикувани в ДВ бр. 38 от 08.05.2018 г., в сила от 08.05.2018 г., и по-конкретно приетата разпоредба на чл. 100, ал. 4 от ЗЕ, е извършено прецизиране на производствената програма на дружеството за новия регулаторен период, като са променени произведените количества електрическа и топлинна енергия.

Новите параметри са следните:

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 489 200 MWh,
в т. ч. собственото потребление – 29 200 MWh и за продажба на обществения доставчик – 460 000 MWh.

- Отпусната от съоръженията топлинна енергия в размер на 1 743 967 MWh, от която топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 18 504 MWh;

Посочва се, че намалението на планираното производство е съществено, като количеството на електрическата енергия е с 9,80% по-малко, а на топлинната енергия с

5,15% по-малко.

Дружеството е приложило коригирани ценови модели - справки от № 1 до № 9, изготвени на база първоначално входираните със заявление с вх. № Е-14-31-1 от 02.04.2018 г., като в новите модели са извършени следните корекции:

- Коригирани са прогнозните количества електрическа и топлинна енергия за новия ценови период, вкл. всички технически параметри и количеството на необходимо гориво. Посочва се, че всички количества са изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство ВЕКП при ΔF>=10%. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за продажба;

- Запазен е процентът на електрическата енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 27,53% в ценовия модел от заявлението. 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;

- Променливите разходи са редуцирани съобразно новата производствена програма;

- Условно-постоянните разходи са запазени на равнищата спрямо прогнозата в ценовия модел от заявлението.

С цел да се избегне съществено отклонение от утвърдените от КЕВР необходими годишни приходи и реализираните в края на периода такива, дружеството настоява да бъдат взети предвид коригираните основни параметри и да бъдат утвърдени следните нови цени за периода от 01.07.2018 г.:

1. Преференциална цена на електрическа енергия, без ДДС – 191,71 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 67,27 лв./MWh.

Дружеството е представило следните коригирани приложения:

1. Информация за ценовия период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, собствени нужди и нето в MWh. (Приложение № 2.8-3 от заявлението);

2. Прогнозни данни за периода от 01.07.2018 г. за емисии парникови газове, (Приложение № 2.16 от заявлението);

3. Приложение № 2 - цени на горивата за периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г.;

4. Приложение № 3 - Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели и отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни дейности за 2017 г., за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. и за ценовия период от 01.07.2018 г. -30.06.2019 г.

След преглед на постъпилото предложение от дружеството Комисията приема промяната в производствената програма, като коригира количеството гориво в съответствие с новата схема на производство.

С писмо с вх. № Е-14-31-4 от 12.06.2018 г. от „Брикел“ ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с Доклада:

1. Дружеството възразява срещу извършената корекция на разходите за ремонт в производството (справка № 1 - „Разходи“), които са коригирани от 6 034 хил. лв. на 1 481 хил. лв. или с 4 553 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г.

Посочва се, че в документите към заявление с вх. № Е-14-31-1 от 02.04.2018 г. е приложен поименен списък на обектите за ремонт, както и сроковете за тяхното изпълнение, оформени в ремонтна програма за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. Източникът на финансиране на предвидените разходи за ремонт са средствата, които дружеството ще генерира като приходи при изпълнение на производствената си програма.

„Брикел“ ЕАД потвърждава, че общата стойност на отчетените ремонти през 2017 г. възлиза на 1 481 хил. лв., но през първото полугодие на 2018 г. дружеството е съсредоточило усилията си върху наваксване на отложените ремонти за периода 2017-2018 г., като отчита 3 461 хил. лв. Ремонтната програма се отлага и удължава във времето, поради отчетени по-малко приходи. Заявява се, че намаление в размер на 75% на разходите за планираните ремонтни дейности изправя предприятие от значение за националната сигурност пред риска, не само от висока аварийност, задълбочаващ се недостиг на средства и невъзможност за нормалното му функциониране, но и от промишлена авария, която може да доведе до тежки последствия. Със своите близо 1 300 работници и служители „Брикел“ ЕАД се явява един от най-големите работодатели в комплекс „Марица Изток“. Ако свиването на средствата за осъществяване на дейността на дружеството продължи, това ще доведе до спирането му и както град Гълъбово, така и целият регион ще бъдат засегнати от тежка социална криза.

Посочва се, че са отказани, както разходите за ремонт, така и тези за заплати, осигуровки и променливи разходи, като по този начин не се позволява извършването на необходимите дейности за ремонт и поддръжка на съоръженията в изправност и не се дава възможност за увеличаване на производството или на числеността на персонала, чрез който да бъдат извършвани дейности по поддръжка.

Дружеството посочва, че липсата на текущи ремонти и поддръжка по една работеща машина, с времето неминуемо води до влошаване на състоянието на механизмите на същата, до внезапната, аварийна поява на дефекти и в крайна сметка - до разрушаване на машината. Липсата на средства е довела до рязко увеличаване на аварийността при основното и спомагателно оборудване на централата.

„Брикел“ ЕАД счита, че извършената корекция на разходите за ремонт в производството с 4 553 хил. лв. ще задълбочи проблемите с аварийността в дружеството, тъй като отново няма да бъде изпълнена планираната ремонтна програма и ще бъдат реализирани по-малко приходи, вследствие на неизпълнение на производствената програма. Посочва се, че съществува реален риск от огромна аварийност на съоръженията или от тежка промишлена авария.

2. Възразява се срещу извършената корекция за заплати и възнаграждения, които са коригирани от 15 711 хил. лв. на 14 176 хил. лв. или с 1 535 хил. лв., до отчетената стойност през 2017 г.

Дружеството отбелязва, че завишението е продиктувано от назначаването на допълнителен ремонтен персонал, т. е. завишените разходи за работни заплати са видими и в отчетния период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г.

Посочва се, че в условията на остра конкуренция, породена от многото топлоелектрически централи в комплекса „Марица Изток“, със средна заплата от 1 110 лв. „Брикел“ ЕАД е неконкурентно на пазара на труда, именно поради значително изоставане (с 37%) на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната работна заплата в отрасъл „Енергетика“ (1 769 лв.). Тази ситуация затруднява дружеството при наемането на висококвалифицирани работници и служители. Дружеството заявява, че Комисията следва да определи общо разходи за заплати в размер на 22 592 хил. лв. или да увеличи същите с 6 881 хил. лв. спрямо заявените, за да може средната работна заплата в „Брикел“ ЕАД да се увеличи и да достигне средната работна заплата в сектор „Енергетика“.

3. Възразява се срещу извършената корекция на разходи за „такса събрано инкасо“, „други разходи и услуги“, „други материали“ и „други в други“, които са коригирани от 67 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 67 хил. лв., като неприсъщи разходи.

Дружеството посочва, че при изготвянето на справка № 1 „Разходи“, освен попълнените наименования на разходи в точки от 5.1. до 5.22., Комисията е оставила 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 разходи и услуги“, „други материали“ и „други в други“ са осчетоводени множество разходи с

разнороден предмет, като например: в „други разходи и услуги“ влизат снегопочистване и обработване с пясък, междулабораторно сравнение, медицински свидетелства, превод на документи, информационни услуги, разработка проекти и анализи, подмяна водопровод, проф. отговорност – участие в проект и т.н. В „други материали“ влизат лекарства и рекламни материали. В „други в други“ влизат разходи за обучение, разходи с касов бон и т. н.

„Брикел“ ЕАД заявява, че разбивката на разходите показва, че те са присъщи разходи, извършени от дружеството. Разходите, отразени в редове „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.

4. Възразява се срещу извършената корекция по разходните позиции: „Разходи за закупена енергия“, „Консумативи (химикали, реагенти)“ и „Разходи за външни услуги“, които са коригирани от 7 716 хил. лв. на 5 762 хил. лв. или с 1 954 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2017 г.

От Приложение № 3 е видно, че е заложена увеличена производствена програма за новия ценови период, като брутното производство на електрическа енергия ще се увеличи с 25,30% от 555 723 MWh за базовата година на 744 032 MWh за новия ценови период, а отпуснатата топлинна енергия от съоръженията - общо, ще се увеличи с 14,93% от 1 403 981 MWh за базовата година на 1 650 288 MWh за новия ценови период.

„Брикел“ ЕАД заявява, че 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 димни газове за очистване, увеличеното количество вода за пречистване и т. н., вследствие на завишената работа на парогенераторите.

Дружеството счита, че възниква противоречие между факта, че Комисията приема увеличаването на производствената програма на дружеството, а в същото време залага променливи разходи, съответстващи на производството през 2017 г.

5. Възразява се срещу извършената корекция на разходите за емисии парникови газове (CO_2), които са намалени от 21 931 хил. лв. на 4 448 хил. лв. или със 17 482 хил. лв.

Дружеството заявява, че разпределението на безплатни квоти намалява ежегодно за всички оператори на инсталации, включително за „Брикел“ ЕАД, по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, съгласно Националния план за инвестиции на Република България за периода 2013 г. - 2020 г.

Посочва се, че при установено намаляване на безплатните квоти разходите на дружеството за закупуване на квоти при борсови цени ще се увеличат.

„Брикел“ ЕАД заявява, че признаването на тези разходи за емисии в по-малък размер от икономически обоснования се отразява в намаление на годишните необходими приходи и води 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 услугите 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.

Дружеството счита, че 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 и 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.

6. Възразява се срещу извършената промяна на „Норма на възвръщаемост на капитала“, която е коригирана от 10,92% на 3,91%.

Дружеството посочва, че Комисията е приложила на основание т. 41 от глава втора, раздел III от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал от 3,91% на основата на данни на БНБ към 31.12.2017 г. Заявява се, че прилагането на този общ подход за ползване на пазарна информация към края на базисната година не отчита факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били значително различни и кредитополучателите не предоговарят ежегодно лихвените проценти по тях.

„Брикел“ ЕАД посочва, че 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 10,92%, като достигнатият договорен лихвен процент е оптимален за двете страни.

Дружеството счита, че този подход не съответства на метода за регулиране „норма на възвращаемост“, тъй като непризнаването на нормата на привлечения капитал в реалния размер, който съответства на сключените договори за кредит, ще е недостатъчен и оттам ще формира загуба за дружеството. Извършената корекция не е в съответствие с правилото, уредено в чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост и принципа за възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността на енергийното предприятие в чл. 31, т. 2 от ЗЕ, който следва да бъде прилаган при извършване на ценово регулиране.

Дружеството настоява Комисията да вземе под внимание всички гореописани факти и обстоятелства при вземането на окончателно решение за определяне на цените на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство на „Брикел“ ЕАД.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. По отношение извършената корекция на разходите за ремонт, възражението на дружеството се приема частично. Приемат се аргументите на дружеството относно по-ниската отчетена стойност на ремонтните разходи през календарната 2017 г., вследствие множеството аварии и намаление на приходите от електрическа енергия от непроизведени, респективно непродадени количества енергия. Приемат се мотивите на дружеството относно реалното наваксване през първото полугодие на 2018 г. до 3 461 хил. лв. Възстановени са ремонтните разходи на дружеството до отчетената стойност за периода 1.07.2017 г. - 30.06.2018 г. в размер на 3 461 хил. лв.

2. По отношение на извършената корекция на разходите за заплати и възнаграждения, възражението на дружеството се приема частично. Приемат се аргументите на дружеството относно основната причина за завишението на разходите, а именно назначаването на допълнителен ремонтен персонал, както и че завишението е отчетено в периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. Възстановени са разходи за заплати и възнаграждения до приетото 10% нарастване спрямо базисната година.

3. По отношение извършената корекция на разходите в допълнително добавените позиции „такса събрано инкасо“, „други разходи и услуги“, „други материали“ и „други в други“, възражението на дружеството не се приема. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата, извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход.

Възражението срещу извършената корекция по разходните позиции: „разходи за закупена енергия“, „консумативи (химикали, реагенти)“ и „разходи за външни услуги“, които са коригирани от 7 716 хил. лв. на 5 762 хил. лв., или с 1 954 хил. лв., до нивото на

отчетените стойности през 2017 г. се приема.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за емисии парникови газове (CO_2) от 21 931 хил. лв. на 4 448 хил. лв., или със 17 482 хил. лв. не се приема. За целите на ценообразуването е приета цена на CO_2 квоти в размер на 8,91 евро/t CO_2, която умножена по количеството на реално закупените квоти през 2017 г. формира разходите за емисии, в съответствие с т. 13 от общия подход. Съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ *за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи могат да се включват разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид CO_2, за които дружествата са представили доказателства за закупуване на емисии въглероден диоксид за базисния ценови период*.

5. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 10,92% на 3,91% възражението на дружеството не се приема. 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. Този подход създава стимули за по ефективно управление и оптимизиране на паричните потоци. В противен случай дружеството покрива разликата от сумата на възвръщаемостта на капитала.

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) – 148,01 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 77,36 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,31 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 142 404 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 133 770 хил. лв., от които условно-постоянни – 30 305 хил. лв. и променливи – 103 465 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 120 928 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,14%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 489 200 MWh, в т. ч.:
  - собствено потребление – 29 200 MWh
  - към НЕК ЕАД – 460 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 217 MWh

<u>25. „Солвей Соди“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-78-2 от 03.04.2018 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 копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин и одитиран годишен финансов отчет за 2017 г.

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

1. Цена на топлинна енергия с водна пара - 41,46 лв./MWh
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 172,54 лв./MWh,

2.1. Индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 172,53 лв./MWh

2.2. Добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 0,01 лв./MWh

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на въглищата – 131,69 лв./t с калоричност 6 000 kcal/kg;

- цена на газьол - 990,00 лв./t с калоричност 10 500 kcal/kg.

Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи

1. Производствена програма за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Основен консуматор на топлинна енергия е „Солвей Соди“ АД (инсталации за производство на калцинирана сода и на бикарбонат). 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-постоянни разходи

Разходи за амортизации

Разходите за амортизации се прогнозират на база стойността на дълготрайните материални активи към 31 декември на предходната година и очакваните въвеждания на нови активи през текущата година, в съответствие с плана за изпълнение на инвестиционната програма. Увеличението на тези разходи се дължи основно на капитализирането на новоизградения котлоагрегат на циркулиращ кипящ слой със ст. № 8 и рехабилитацията на турбогенератор № 4.

Разходи за ремонт

Разходите за ремонт се определят на база утвърдена програма за основни и средни ремонти, план за превантивна поддръжка и прогноза за необходимостта от корективна поддръжка. Последната се прави въз основа на статистика и натрупан опит от минали периоди.

Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите за заплати и възнаграждения се определят на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. За предстоящия ценови период разходите за заплати, възнаграждения, осигурителни вноски, социални разходи, застраховки, безплатна храна и служебни карти са увеличени в следствие на вливането на „Девен“ АД в „Солвей Соди“ АД и промененото в резултат на това отчитане на разходи, свързани с персонала по поддръжка на централата. Съответното намаление на разходи е отразено в позиция „Абонаментно поддържане“.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Тези разходи се прогнозират на база статистическа информация от предходни периоди. Компонентите, които правят изключение са :

- *„Материали за текущо поддържане“. Повишението на разходите със 100 хил. лв. се дължи на налагащата се подмяна на йонообменни смоли на една от линиите в сектор „деминерализация“;*
- *„Абонаментно поддържане“. Намалението на разходите с 350 хил. лв. се дължи на прекратяването на хидротранспорта на шлаг и пепели и транспортирането им до депо в сухо състояние с автотранспорт;*
- *Увеличението на разходите по позиции „Застраховки“, „Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт“, „Служебни карти и пътувания“ е обяснено по-горе.*

3. Цената на твърдите горива *за прогнозния регулаторен период е определена съгласно указанията на комисията, като средно претеглена стойност на складови наличности към 01.03.2018 г. и средно претеглената цена на действащите към момента договори за доставка, с добавени допълнително 6,28 лв./t разходи за транспорт от пристанище „Варна – Запад“ до склада на ТЕЦ „Солвей Соди“ АД и при фиксинг на БНБ 1,5874 лв./USD, валиден към 10:00 h на 30.03.2018 г.*

4. Разходите за горива, вода и консумативи се определят на база заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите и съответната ефективност на отделните инсталации. Прогнозната консумация на топлоенергия от потребителите се

определя на годишна база, като на всяко тримесечие и ежемесечно прогнозите се обновяват за съответния период.

5. Разходи за емисии на парникови газове (CO_2) за предстоящия ценови период са на база плащания по два пакета, съответно 300 000 и 400 000, с падеж към 21.12.2018 г. Приложени са съответните документи.

С писмо с изх. № Е-14-78-2 от 25.04.2018 г. от дружеството е изискана допълнителна информация, както следва:

1. Заверени копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, заедно с всички анекси и приложения;

2. Отчет на ремонтна и инвестиционна програми за 2017 г., представена по направления, с остойностени позиции;

3. Инвестиционна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

4. Ремонтна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение.

С писмо с вх. № Е-14-78-2 от 19.05.2018 г. дружеството е представило исканата информация:

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 6,09% по-високи количества на произведената електрическа енергия и същите количества на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са по-високи с 11,37%, а за топлинна енергия с пара са същите спрямо прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 3,04% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г.– 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 4,50% и на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 5,10%. Дружеството предвижда увеличение на общата стойност на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 3,39%.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации са намалени от 22 931 хил. лв. на 21 241 хил. лв., или с 1 690 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения и съответните начисления по действащото законодателство, са коригирани от 3 969 хил. лв. на 3 133 хил. лв., или с 836 хил. лв., до отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 10 752 хил. лв. на 0 хил. лв., или с 10 752 хил. лв., поради факта, че дружеството не е закупувало емисии през 2017 г., 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите

приходи на „Солвей Соди“ АД за следващия ценови период са следните:
1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 127,67 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 57,02 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 39,94 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 135 722 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 121 071 хил. лв., от които условно-постоянни – 38 550 хил. лв. и променливи – 82 521 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 188 321 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 154 967 MWh, в т. ч.:
  - собствено потребление – 143 115 MWh
  - към НЕК ЕАД – 11 780 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 903 096 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 договор 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.

Обосновката на технико-икономическите показатели в производството и на прогнозните ценообразуващи елементи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е следната:

За новия ценови период прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода – Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлинна енергия от ТЕЦ. За периода се очаква добро натоварване, а именно една кампания със Завод за захар за преработка на 22 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м.август с ПГ №1 при натоварване 50-55 t/h и 10 месеца работа със Завод за спирт при натоварване на ПГ №3 от 12 t/h или реализация на 90 420 MWh_{me} и производство на 3 260 MWh_{ee}. Предвижда се ремонт на ТЕЦ през м. септември. Приложени са договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ ЕАД и „Захарни заводи“ АД.

За новия ценови период се предвижда продажба на 2 540 MWh високоефективна комбинирана ел. енергия, като – 1 540 MWh са от високо ефективно комбинирано производство, които ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД и 1 000 MWh високоефективна комбинирана ел. енергия, произведена над количествата за собствено потребление, е предвидена за изкупуване от обществен доставчик или краен снабдител.

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации

Разходите за амортизации са намалени в сравнение с отчета за 2017 г., поради това, че някои от основните активи са натрупали своята амортизация.

Отчитането на ДА и амортизациите в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние.

Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в Отчетите за всеобхватните доходи в периода на тяхното възникване, освен ако има вероятност те да спомогнат на актива да генерира повече от първоначално предвидените бъдещи икономически изгоди и когато тези разходи могат надеждно да бъдат оценени и отнесени към актива. В тези случаи разходите се добавят към себестойността на актива. Амортизацията на дълготрайните материални активи се начислява като се използва линейният метод върху оценения полезен живот на отделните групи активи.

Амортизациите започват да се начисляват от месеца, следващ месеца, в който е въведен активът.

Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лв.

През периода 2018 г. - 2019 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 94 хил. лв.

На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на двата продукта. ДМА, участващи при комбинираното производство, се приемат като „общи“ за производството, например без парогенераторите и съоръжения към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като общи за комбинираното производство. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлоенергия, са РОУ и БРОУ, Бойлерна станция. В „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлинна енергия и инсталации за пренос. Консуматорите са свързани с паропроводи на колектор 6 ata, захранващ се с отработена пара след турбината.

Разходи за ремонт

В ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни, с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планирани са ремонти на съоръжения в химичен цех, турбинен цех и „въглеподаване“. Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед поддръжката на съоръженията и тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите.

Разходи за заплати и възнаграждения

За новия ценови период не се предвижда увеличаване на разходите за заплати.

Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Разходите за 2018 г. и 2019 г., включени в тази част на УПР са намалени с18 хил. лв. спрямо 2017 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2017 г. и прецизиране на някои разходи.

Обосновка променливи разходи

Тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

Цената на въглищата за 2018 г. е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2018 г. и дължимите доставки на въглища по анекс от 04.01.2018 г. към

договор за доставка на въглища от 31.08.2009 г. В цената по договора – 120 USD/t влизат и разходите за транспорта по р. Дунав и Черноморския басейн, разходите за товаро–разтоварни дейности на пристанищата в гр. Русе, гр. Свищов, гр. Бургас и др. Освен тях в цената са включени допълнително разходи за автотранспорт от складовата база до гр. Горна Оряховица (от 19,56 лв./t).

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД работи с въглища внос от Русия, които са висококалорични марка „Д“ и „ДОМ“. Те притежават определени характеристики и параметри, които са определящи за нормалното и безопасно протичане на технологичния процес – ниско съдържание на сяра до 0,5%, съдържание на летливи вещества до 36%. Друго изискване към въглищата, които се изгарят в ТЕЦ е съгласно Условие 9.2.11. от Комплексно разрешително №54/2005 г., актуализирано с Решение №54-НО-ИО-А4-ТГ1/2017 г.: „Притежателят на настоящото разрешително се задължава да използва въглища със съдържание на сяра под 0,5%, гарантиращо спазване на емисионните норми за SO_2.“. Освен това „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД има ограничения относно емисии на прах и азотни окиси, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Тези обстоятелства ограничават района, от който могат да се доставят въглища с посочените характеристики, като на практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия.

Цената на природния газ е определена съгласно цените на газовото дружество „Овергаз Мрежи“ АД за количество до 100 knm^3 с равномерно потребление.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (хим. реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на двата продукта и на база промени в цените за закупуването им.

Собствени нужди електрическа енергия на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2017 г. и прогнозата за производството, съгласно наличните производствени мощности и съгласно подхода на Комисията от предходните регулаторни периоди.

Разходите за закупена електрическа енергия са увеличени в сравнение с отчетната 2017 г., поради следните причини:

- *От м. ноември 2017 г. в Завода за спирт е включена в работа нова инсталация и при режими на работа с ПГ № 3, поради технологични причини (намаляване на общия товар и високи параметри) се налага спиране на ТГ № 1, поради което се закупува електрическа енергия.*
- *Изграждането на водооборотен цикъл налага допълнително закупуване на електрическа енергия за захранване на помпи за оборотна вода.*

Предвижда се за 2018 г. и 2019 г. закупуване на 3 660 MWh електрическа енергия;

Прогнозирана е по – висока цена на купена електрическа енергия, поради очаквано повишение на мрежови компоненти и такса „задължения на обществото“.

Разходите за външни услуги не се предвижда да са по – високи от отчет 2017 г.

Разходите за акциз на въглища и газ спрямо отчета са по–малко съгласно ново удостоверение.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2018 г.- 30.06.2019 г.:

Отчетени са изгорени въглища 22 583, 490 t и 49,995 knm^3 природен газ. При отчетената калоричност на бункерното гориво, реален процент въглерод на горивото и прогнозиран оксидационен фактор на изгаряне прогнозно се получават общо количество емисии 47 012 t. След приспадане на безплатно разпределените квоти (19 030 t) за закупуване остават 27 982 t. Необходимото количество емисии за 2017 г. е закупено при средна цена на CO_2 5,23 евро/t.

За ценовия период 2018 г. - 2019 г. е предвидено да бъдат изгорени 21 464 t въглища и 49 knm^3 природен газ. Тези горива ще емитират общо 44 595,38 t емисии въглероден диоксид. За периода безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Г.Оряховица“ ЕАД са 17

793,6 t. Остават за закупуване 26 801,78 t. Средната цена за период 2018 г. – 2019 г. ще бъде около 7,16 евро/t, която е определена като средно претеглена от налични закупени квоти и прогнозна цена на емисии за 2018 г. от 8 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е заложена сума за закупуване 375 хил. лв.

С писмо с изх. № Е-14-55-2 от 25.04.2018 г. от дружеството е изискано да представи допълнително:

1. Заверено копие на договор за доставка на въглища от 31.08.2009 г., с всички приложения към него.
2. Надлежно подписано и заверено Приложение № 2, относно средна цена на въглищата за 2018 г. по складова наличност и по сключени договори;
3. Надлежно подписано и заверено Приложение № 4 относно отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажба за 2016 г.;
4. Надлежно подписан и заверен годишен финансов отчет за 2017 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството.

С писмо с вх. № Е-14-55-2 от 02.05.2018 г. дружеството е представило изисканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 1 070,51% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 28,24% 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 намаление на общата стойност на УПР със 7,51% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от намалените разходи за амортизации с 22,72%. Дружеството предвижда увеличение на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 51,61%.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизация са коригирани от 653 хил. лв. на 92 хил. лв. или с 561 хил. лв., в съответствие с балансовата стойност на активите към 31.12.2017 г. и съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за закупена енергия са коригирани от 559 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 559 хил. лв., като неприсъщ разход за производство на електрическа енергия с непрекъснат режим на работа и съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 375 хил. лв. на 302 хил. лв., или с 73 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 27 982 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите, 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 184,24 лв./$t_{нг}$ при калоричност 5 100 kcal/kg на 173,35 лв./$t_{нг}$ (с 10,89 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2017 г. 174,85 лв./$t_{нг}$ при калоричност 5 144 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 MW.

След проведеното на 31.05.2018 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-55-3 от 31.05.2018 г. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило възражение по Доклада, относно:

1. Разходи за закупена електрическа енергия

Причините, поради които се налага закупуване на електрическа енергия, са: в Завода за спирт е включена нова инсталация и по технологични причини се налага спиране на ТГ1, което налага закупуване на електрическа енергия. Също така изграждането на водооборотен цикъл също налага допълнително закупуване на електрическа енергия. Дружеството предвижда за 2018 г. и 2019 г. закупуване на 3 660 MWh електрическа енергия.

2. Разходите за амортизация са коригирани на 92 хил. лв. при една и съща методика за отчитане на амортизационните отчисления на дълготрайните материални активи и съизмерими амортизации през последните регулаторни периоди.

3. Променливи разходи – дружеството смята, че е допусната техническа грешка при определянето на променливите разходи. При направените корекции на въглищата и природния газ за новия ценови период общо разходите за материали са 3 949 хил. лв., като са пропуснати разходите за емисии - 302 хил. лв. и разходите за външни услуги - 97 хил. лв. или общо 4 350 хил. лв., а не 3 934 хил. лв., както е посочено в Доклада.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. По отношение на коригираните разходи за закупена електрическа енергия, възражението на дружеството не се приема. При прекъснат режим на производство през годината, респективно много занижено производство на електрическа и топлинна енергия, не всички разходи на дружеството в периода на прекъсване се приемат за обосновани. При непрекъснат режим на производство, разходът за закупена електрическа енергия не би съществувал.
2. По отношение на коригираните разходи за амортизации, възражението на дружеството не се приема. При прекъснат режим на производство през годината, респективно много занижено производство на електрическа и топлинна енергия, не всички разходи на дружеството в периода на прекъсване се приемат за обосновани. Признатият разход за амортизации е в съответствие с времето на експлоатация през годината.
3. Разходите за емисии (302 хил. лв.) и разходите за външни услуги (97 хил. лв.) са част от променливите разходи и са включени в тях.

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) – 160,21 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 89,56 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,68 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 6 707 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи –6 098 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 162 хил. лв. и променливи – 3 936 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 7 856 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,76%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 540 MWh, в т. ч.:
     - към други потребители – 1 540 MWh
     - към ЕРД – 1 000 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 90 420 MWh

27. „Декотекс“ АД

С писмо с вх. № Е-14-16-1 от 29.03.2018 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 представено: информацията по т. I.4 и т. II.2 от писмото, действащи договори за доставка на природен газ, с всички приложения и анекси към тях.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2018 г., както следва:

- Преференциална цена на електрическа енергия – 159,36 лв./MWh, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 96,05 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с водна пара – 96,05 лв./MWh.

Така предложените цени на енергия са изчислени при цена на природен газ - 475 лв./knm^3.

Дружеството е представило следната обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторен период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.:

Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 2018 - 2019 г. е 1 303 хил. лв., с 302 хил. лв. повече спрямо отчетените през 2017 г. Информацията относно факторите, довели до увеличението им е представена по групи:

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 2017 г. Разпределението им между електрическа и топлинна енергия е направено спрямо активите, от които произхождат.

Разходи за ремонт

Прогнозните разходи за ремонт на дружеството за новия ценови период са 390 хил. лв. и са увеличени спрямо ценовия период 2017-2018 г. със 163 хил. лв. Увеличението е вследствие на настъпващи задължителни ремонтни и профилактични дейности, свързани с техническите показатели на двигателя на когенерационната система Cummins. Разходите са предвидени за смяна на 18 броя цилиндрови глави на двигателя на машината, на 2 броя гарнитури на центробежен филтър, на 3 броя О-пръстени и гъвкави маркучи на двигателя и на лагери на дроселова клапа.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност на дружеството, е 562 хил. лв. Завишението от 53 хил. лв. дружеството предвижда основно за материали за текущо поддържане, поради предвидени повече работни часове на машината, заложени в графика.

Променливи разходи

Променливите разходи за периода 2018 - 2019 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите (РБА)

РБА на дружеството за периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г. е в размер на 2 880 хил. лв. към 31.12.2017 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2017 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности.

Необходимият оборотен капитал на дружеството е изчислен съгласно Указания-НВ. Разпределението на оборотния капитал между електрическа и топлинна енергия се извършва пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност .

Норма на възвръщаемост

Нормата на възвръщаемост на капитала за ценови период 2018 - 2019 г. е в размер на 7.78%, изчислен съгласно Указания-НВ като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2017 г.

С писмо с изх. № Е-14-61-1 от 25.04.2018 г. от „Декотекс“ АД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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, съгласно т. II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ, с всички приложения и анекси към тях;

3. Заверено копие на договор за изкупуване на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към него (включително спецификациите към договорите) или доказателство, че предоставеният договор № Ц-90 от 15.02.2010 г., сключен с „ЕВН България Електроснабдяване“ АД е действащ към датата на подаване на заявление с вх. № Е-14-16-1 от 29.03.2018 г.

С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 03.05.2018 г. дружеството е представило изисканата информация и документи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 15,32% по-ниски, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода са съответно с 14,83% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 29,77% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт със 71,81%. Дружеството предвижда увеличение на разходите за инвестиции през новия регулаторен период с 15%.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизация са коригирани от 190 хил. лв. на 180 хил. лв. или с 10 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 390 хил. лв. на 158 хил. лв. или с 232 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., съгласно т. 1 от общия подход;
- общата стойност на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - „Материали за текущо поддържане“, „Абонаментно поддържане“, „Въоръжена и противопожарна охрана“, „Експертни и одиторски разходи“ и „Вода, отопление и осветление“ е коригирана от 391 хил. лв. на 351 хил. лв. или с 40 хил. лв. до нивото на

отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции „Такса събрано инкасо“, и „Поддръжка с-ма за контрол“ са коригирани от 90 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 90 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.

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 230 knm^3 до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на нормите за подобни инсталации и в съответствие с т. 5 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) – 149,02 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,00 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 78,62 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 3 212 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 2 989 хил. лв., от които условно-постоянни – 931 хил. лв. и променливи – 2 058 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 2 871 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,78%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 14 000 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 900 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 5 600 MWh

28. „Зебра“ АД

С писмо вх. № Е-14-57-2 от 04.04.2018 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 е представено прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. по т. II.2 от писмото, писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи по т. II.4, продадена електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г., обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, копия на действащи договори за доставка на природен газ, договори за продажба на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях, отчетна информация за 2017 г. с приложени справки по ЕССО.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 138,73 лв./MWh; в т. ч. добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 1,00 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,41 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 107,41 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 348,24 лв./knm^3.

С писмо с вх. № Е-14-57-3 от 04.04.2018 г. дружеството заявява, че през изминалата 2017 г. и до 31.03.2018 г. когенерационната система за производство на електрическа и топлинна енергия в „Зебра“ АД не е работила, поради което дружеството не е извършвало производство и продажба на електрическа и топлинна енергия, включително и на въглеродни емисии. Когенераторът е спрян, поради промяна в структурата на производство и намаляване обема на произвежданите изделия използващи енергоносител топлинна енергия (технологична пара). Намаляването на потреблението на пара и вода е довело до намалено натоварване на генератора и котел-утилизатора и нерентабилна цена на електрическа енергия, която се използва за собствени нужди на дружеството.

С писмо с вх. № Е-14-57-4 от 04.04.2018 г. от дружеството е представен допълнително неодитиран ГФО за 2017 г., като е заявено, че същият ще бъде представен след одитирането му.

С писмо с изх. № Е-14-57-2 от 25.04.2018 г. от „Зебра“ АД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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., съгласно т. II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружена с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност, съгласно т. II.4 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

3. Коректно попълнено Приложение № 5 за определяне на цената на природния газ;

4. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия за 2016 г. и 2017 г., както и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г.;

5. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. I.11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

6. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ, с всички приложения и анекси към тях;

7. Заверени копия на договори за продажба на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За отчетния ценови период и за 2017 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 коректно попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 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 ремонт в производството са коригирани от 35 хил. лв. на 21 хил. лв.

или с 14 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., 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 7,9% на 3,91% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ са направени следните корекции:

- собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 1 982 MWh (31,58%) на 832 MWh, съгласно т. 4 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Зебра“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 133,48 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 111,77 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 111,77 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 2 080 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 1 864 хил. лв., от които условно-постоянни – 328 хил. лв. и променливи – 1 536 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 2 923 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,40%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 294 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh

<u>29. „Белла България“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-77-1 от 04.04.2018 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не са приложени следните документи: годишен финансов отчет за 2017 г., с всички пояснителни приложения към него, като дружеството посочва, че той е в процес на одитиране и към датата на подаване на заявлението не е приключен. След изготвянето на одита същият ще бъде изпратен в КЕВР.

Приложени са заверени копия на ОПР и баланс на дружеството към 31.12.2017 г.

Дружеството предлага преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 156,59 лв./MWh, без ДДС.

Изчислената индивидуална цена на електрическата енергия в ценовия модел е 146,59 лв./MWh, включена е добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh, при цена на природния газ – 380,04 лв./knm^3.

„Белла България“ АД представя обосновка за прогнозните ценообразуващи елементи към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, както следва:

На площадката на „Белла България“ АД в гр. Ямбол има изградена система за

високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Общата инсталирана електрическа мощност на централата е 1,05 MW. Комбинираното производство се осъществява чрез когенератор тип Quanto C 1000 SPE. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 100% от нетната електрическа енергия се предвижда да бъде продавана на ЕРП.

Във връзка с новия ценови регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. дружеството предвижда увеличение на производството на електрическа и топлинна енергия, съответно и на необходимите годишни приходи за регулираната дейност. Производството на електрическа енергия ще се увеличи с 9,28%, а количеството реализирана електрическа енергия - с 9,09%. Дружеството аргументира увеличението с по-голям брой работни часове на съоръжението, заложени в прогнозите, тъй като през отчетния период е имало планово спиране на работата на съоръжението, поради извършване на ремонтни дейности. През отчетния ценови период е извършен планов основен ремонт - смяна на цилиндрови глави на двигателя, на стойност 173 219,40 лв., с която се увеличава балансовата стойност на съоръжението.

Прогнозираните условно постоянни разходи за дейността на дружеството през новия ценови период са с 0,25% по-високи спрямо отчетния ценови период 01.07.2017 - 30.06.2018 г. Промяната на тези разходи основно се формират от разходите за амортизации и материали за текуща поддръжка. През новия ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. дружеството предвижда увеличение и в променливите разходи, което се дължи на прогнозирания ръст в производството на топлинна и електрическа енергия, както и в 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 9,28% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 6,24% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 9,09% по-ниски, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода, са съответно с 6,24% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило незначително увеличение на общата стойност на УПР с 0,25% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на разходите за амортизации с 0,95%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

<u>Образуване на цената</u>

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) – 150,06 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 2 049 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 1 911 хил. лв., от които условно-постоянни – 808 хил. лв. и променливи – 1 102 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 1 780хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,78%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 801 MWh

30. „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД

С писмо с вх. № Е-14-63-3 от 05.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението не е приложена информацията и документи по т. I.5, т. II.1 от писмото, копия на действащи договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях, отчетна информация по ЕССО и ГФО за 2017 г.

Дружеството е предложило преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 166,86 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 165,86 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 1,00 лв./MWh.

Установено е несъответствие между посочената в заявлението преференциална цена на електрическа енергия и изчислената от дружеството в ценовите модели.

Преференциалната цена на електрическа енергия в размер на 144,23 лв./MWh е изчислена в ценовия модел с цена на природния газ – 420,30 лв./knm^3 (без ДДС).

С писмо с изх. № Е-14-63-3 от 18.04.2018 г. на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация, както следва:

1. Коректно попълнени ценови справки от № 1 до № 9 за новия ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., съгласно т. II.1 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;
2. Отчетна информация за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 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, съгласно т. I.5 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;
3. Писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружена с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност, съгласно т. II.4 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;
4. Коректно попълнено Приложение № 5 за определяне на цената на природния газ;
5. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия за 2016 г. и 2017 г., както и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г.;
6. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. I.11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;
7. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях,
8. Заверено копие на Договор № 1 от 01.06.2017 г. с „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД за продажба на електрическа енергия.

С писмо вх. № Е-14-63-3 от 25.04.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

В представената кратка обосновка е посочено следното:

На площадката на „Димитър Маджаров-2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена

система за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност на централата - 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, явяващия се излишък от електрическа енергия се продава на ЕРП – приблизително от 10% - 15%.

През новия регулаторен период от 01.07.2018 - 30.06.2019 г. не се предвижда увеличение на производството на електрическа и топлинна енергия.

Посочва се, че през отчетения ценови период са били 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. Заявява се, че промяната на тези разходи се дължи основно за амортизации и материали за текуща поддръжка.

През новия ценови период се предвижда увеличение на променливите разходи спрямо отчетените, което основно се дължи на прогнозния ръст в 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 същите нива на количествата на произведените електрическа и топлинна енергия спрямо новия ценови период.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 13,75% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 12%, разходите за ремонт с 9,38%, разходите за заплати и възнаграждения с 22,45%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 180 хил. лв. на 60 хил. лв., или със 120 хил. лв., съобразно необходимия експлоатационен персонал, необходим за работата на подобни инсталации и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

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) – 153,11 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 1 187 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 1 029 хил. лв., от които условно-постоянни – 392 хил. лв. и променливи – 637 хил. лв.;
     - Регулаторна база на активите – 2 037 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 553 MWh

31. „Овердрайв“ АД

С писмо с вх. № Е-14-69-1 от 09.05.2018 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не е приложена отчетна информация за 2017 г. по т. I.2, т. I.3 и т. I.5, прогнозна информация по т. II.2 от писмото.

Дружеството предлага преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 618,55 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия – 618,54 лв./MWh без ДДС;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh.

Предложената цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 534,98 лв./knm^3.

Дружеството е представило следната обосновка:

Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на два газови когенератора, тип „CENTO T120 SPE“ на фирмата TEDOM - Чехия, с инсталирана електрическа мощност Nel = 2 x 125 kW и топлинна мощност 2 x 165 kW.

Когенерационната 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 когенерационната инсталация се предвижда да произведе 1 100 MWh електрическа енергия и 1 200 MWh топлинна енергия.

Тази производствена програма покрива нуждите на сградата на „Овердрайв“ АД. Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „ЧЕЗ Електро България“ ЕАД.

През 2018 г. „Овердрайв“ АД предвижда доизграждане на вече започнатата през 2016 г. SCADA система за дистанционно предаване на данни до ЕРД, по наредба от МЕ.

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 това число и спирателна и предпазната арматура към тях, поради наличието на корозия и течове в начален стадий.

Дълготрайните материални активи, с първоначална стойност 714 хил. лв. към 01.01.2018 г., са амортизирани до 364 хил. лв. През 2018 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 абсорбционния чилър, чиято мощност е 180 kW. Това количество студ може да се получи от 300 kW топлинна енергия / 90/70°C /. По тази причина са инсталирани два когенератора с обща топлинна мощност 330 kW.

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:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 12,35% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 21,58% по- ниски от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 1,67% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 2,56% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, които нарастват с 3,03%. 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 80 хил. лв. на 10 хил. лв. или със 70 хил. лв., като общи разходи за дейността на цялото дружество, а не конкретно за енергийната дейност, 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 7,78% на 3,91% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са коригирани собствените нужди от електрическа енергия в производството - намалени от 335 MWh (44,37%) на 35 MWh (4,64%), съгласно т. 4 от общия подход. Корекцията е отразена в количествата за продажба.

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) – 324,49 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 394 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 366 хил. лв., от които условно-постоянни – 175 хил. лв. и променливи – 191 хил. лв.;
     - Регулаторна база на активите – 366 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,78%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 420 MWh

32. „МБАЛ – Търговище“ АД

С писмо с вх. № Е-14-65-2 от 02.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не е приложен действащ договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него, отчетна информация за 2017 г. по т. I.5 от писмото, прогнозна информация за новия ценови период по т. II.2, отчетна информация за 2017 г. с приложени справки по ЕССО.

Дружеството предлага преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 401,37 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия – 400,37 лв./MWh без ДДС;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 1,00 лв./MWh.

Предложената за определяне преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 510,88 лв./knm^3.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За текущия ценови период дружеството отчита с 0,85% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 0,78% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода са с 0,45% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,36% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 20,33% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 8%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:
   - разходите за амортизация са коригирани от 24 хил. лв. на 5 хил. лв. или с 19 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в „Машини, съоръжения и оборудване“ 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 15 хил. лв. на 11 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 14 хил. лв. на 11 хил. лв. или с 3 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за консумативи (химикали, реагенти) са коригирани от 6 хил. лв. на 4 хил. лв. или с 2 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., съгласно т. 1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:
- собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 27 MWh (10,30%) на 14 MWh (5,34%) 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 31.05.2018 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-65-3 от 07.06.2018 г. „МБАЛ – Търговище“ АД е внесло следното становище относно Доклада:

Дружеството счита, че е допусната фактическа грешка – като призната стойност на активите е посочена балансовата им стойност според счетоводната документация в лечебното заведение – 85 хил. лв. Разходите за амортизации съгласно изискването на НРЦТЕ са определени от дружеството върху отчетната стойност – 580 хил. лв. Представено е извлечение от Картотека на ДМНА по група към декември 2017 г. като доказателство за тази стойност. В тази връзка дружеството настоява в съответствие с общия подход, приет в Доклада, разходът за амортизации да бъде определен в размер,

съответстващ на амортизационна квота при 15 г. срок на експлоатация върху отчетната стойност на производствените активи.

След преглед на постъпилото становище от дружеството Комисията счита:

По отношение на извършената корекция на разходите за амортизация възражението на дружеството се приема.

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) – 299,79 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 207 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 201 хил. лв., от които условно-постоянни – 136 хил. лв. и променливи – 65 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 83 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,78%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 235 MWh, в т. ч.:
     - собствено потребление – 140 MWh
     - към ЕРД – 95 MWh

<u>33. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора</u>

С писмо с вх. № Е-14-75-1 от 05.04.2018 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не е приложен договор участие в балансираща група, какъвто е посочен в описа на документите към заявлението, одитиран ГФО за 2017 г., информация по т. I. 5 и т. II.2 от писмото.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД предлага преференциална цена на електрическа енергия, без ДДС – 214,23 лв./MWh.

В цената не е включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ. Определената за дружеството добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ за предходния регулаторен период е 0,01 лв./MWh.

Изчисленията са с цена на природен газ – 623,92 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на разходите на дружеството е следната:

1. Основни съоръжения:

-Когенератор - UPB 926 TC-N-E, година на пуск 2011, завод-производител Upb energy Gmbh, инсталирана електрическа мощност 0,15 MW, обща топлинна мощност 0,202 MW;

- Двигател на модула - тип In-Line, година на производство 2010 г., завод-производител Libcher, мощност 0,158 MW, номинални обороти 1500 об./min, разход на газ при номинално натоварване 42 nm^3/h;

- Генератор -тип MJB 250, производство 2010 г. завод-производител - Mareli,

2. Режим на работа – 24 ч. непрекъснат;

3. Разход на природен газ по данни на производителя - 41,5 nm^3/h при максимална мощност 0,15 MW;

4. Цена на природен газ - 623,92 лв., без ДДС и акциз за 1000 nm^3 - приложен е договор с „Овергаз Мрежи“ АД и ценова листа за януари 2018 г. Според заявката за 2018 г. дружеството сочи, че попада в неравномерно потребление до 400 000 m^3.

5. Стойността на газовия модул е посочена в приложена справка-извлечение от инвентарната книга.

6. Предвиждани ремонти – 10 000 лв.

7. Газовият когенерационен модул ще бъде обслужван от персонал – 4 работника. Разходи за заплати за 1 година 31 000 лв. Социални и здравни осигуровки за сметка на работодателя – 12 000 лв.

8. Материали за текуща поддръжка:

Смяна на масло на 1 500 h, 3 пъти годишно - 810 лв. Разход на масло по 0,02 l/моточас –1 050 лв.

Подмяна на свещи, ремъци, филтри и др. – 2 000 лв./годишно.

Общо материали за текуща поддръжка - 3 000 лв./годишно, без ДДС.

9. Външни услуги, данъци такси и др. – 10 000 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 определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 6,51% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 150%, разходите за заплати и възнаграждения с 6,90% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 7,14%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи.

<u>Образуване на цената</u>

1. 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 „Машини, съоръжения и оборудване“ 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.

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) – 226,42 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 377 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 358 хил. лв., от които условно-постоянни – 127 хил. лв. и променливи 231 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 229 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,78%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh

<u>34. „Оранжерии Петров дол“ ООД</u>

С писмо с вх. № Е-14-74-1 от 29.03.2018 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не е приложена

информация по т. I.5 и т. II.2 от писмото и одитиран ГФО за 2017 г.

Дружеството е предложило преференциална цена на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г. – 148,07 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия –138,07 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при среднопретеглена цена на природния газ – 352,65 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на дружеството е следната:

Дружеството пояснява, че предвид производствената му програма и климатичните условия в района се предвижда когенерационната инсталация да работи с натовареност от месец септември до месец май от ценовия период за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжерии Петров дол“ ООД.

Общата стойност на активите, участващи в РБА при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия за 2018 г. е в размер на 1 153 хил. лв., в т.ч.:

- 27 хил. лв. за реконструкция и преустройство на съществуваща сграда за нуждите на когенерационната инсталация;

- 796 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 „Енерго-про Мрежи“ 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.

- 436 хил. лв., оборотен капитал.

- АМ = 351 хил. лв. – амортизация за периода на използване.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на РБА за стойност на активите е приета прогнозната балансова /остатъчна/ стойност на активите на дружеството.

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя съгласно сключен договор с фирма „Екосист“ ООД за сервиз, превантивна и последваща поддръжка на когенераторен модул тип TCG 2020 V20. Цената за поддръжка и ремонт за 1 час работа възлиза в размер на 18,5 евро/моточас.

Променливите разходи през ценовия период 01.07.2018 – 30.06.2019 г. са както следва:

- разходи за природен газ, посочени в приложена таблица към обосновката и изчислени при цена на природния газ от 352,65 лв./knm³;

- разход за вода – 2 хил. лв.

- разход за електрическа енергия – 23 хил. лв.

*- разходи за акциз на природен газ – 58 хил. лв. (97 310 GJ*0,60 лв/GJ = 58 386 лв.)*

Дружеството заявява, че през втория ценови период от дейността на когенерационната инсталация, са заложени следните прогнозни условно-постоянни разходи:

- разходи за амортизации – 245 хил. лв.

- разходи за ремонт, съгласно описаното в ремонтна програма – 120 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) – 334 хил. лв.

- разходи за осигурителни вноски – 90 хил. лв.

- разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 249 хил. лв.

При изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния

период е използвана прогнозната капиталовата структура на дружеството към 31.12.2017 г. на база погасителните планове по договорите за финансов кредит.

Нормата на възвръщаемост на капитала е 6,51%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 1,31% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 2,39% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 44,05% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 56,83%, разходите за ремонт с 62,16% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 120,35%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период запазване на общата стойност на инвестиционните разходи на нивото на отчетените през предходния ценови период.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 245 хил. лв. на 80 хил. лв. или със 165 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 в производството са коригирани от 120 хил. лв. на 74 хил. лв. или с 46 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 120 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 120 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., 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 6,59% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. декември 2017 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,15 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) – 136,90 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 847 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 805 хил. лв., от които условно-постоянни – 707 хил. лв. и променливи – 1 098 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 042 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,05%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 385 MWh

35. „Биовет“ АД

С писмо с вх. № Е-14-41-6 от 16.04.2018 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението не е представен отчет и анализ на планираните технико-икономически показатели за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., съгласно т. I.1 от писмото, и няма приложен електронен носител с цялата информация.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2018 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 120,91 лв./MWh, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;
- индивидуална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 120,90 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 63,59 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 384,12 лв./knm^3.

Обосновката на „Биовет“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е следната:

Отчетната информация за 2017 г. е изготвена съобразно формата и съдържанието на ценовите справки от №1 до №9 към указанията и при цена на природния газ 350,53 лв./knm^3. През 2017 г. „Биовет“ АД има сключени договори за студен резерв с „ЕСО“ ЕАД, копия на тези договори са представени към заявлението.

През 2017 г. от активиране на студен резерв централата е произвела 11 536,812 MWh брутна електрическа енергия, собствени нужди - 1 200,296 MWh, като 930,575 MWh са закупени. „Когенериращата централа“ непрестанно се подържа в състояние на студен резерв по нареждане на ЕСО. През 2017 г. няма потребена електрическа енергия (произведена от централата) за ветеринарното производство на „Биовет“ АД, за този период няма продадена електрическа енергия към НЕК ЕАД, към ЕРД или към други потребители.

Произведеното през 2017 г. количество пара, отразено в ценообразуващите справки, е извършено в парните котли на „Парова централа“ на дружеството, липсата на комбинирано производство на електрическа енергия и пара за 2017 г., според дружеството, прави невъзможно отчетните данни за тази година в ценообразуващите справки, да послужат като база за изготвяне на прогнози за новия ценови период. За това е избрало метод, при който прогнозните количества произведена електрическа енергия и пара са изготвени на база отчетни данни за предишни регулаторни периоди, когато централата е работила оптимално и комбинирано. Дружеството не е кандидатствало за сертификати през 2017 г. по същата причина.

Прогнозата за новия ценови период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е разработена при цена на природен газ 384,12 лв./knm^3. Прогнозните разходи на дружеството за технико-икономическите показатели в производството са разчетени и съобразени до количествата електрическа и топлинна енергия, продадени за предишните регулаторни периоди, когато централата е работила оптимално и комбинирано.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 362,07% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от

увеличените разходи за ремонт и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през следващия регулаторен период.

Предвид факта, че цялото количество произведена топлинна енергия от ТЕЦ на „Биовет“ АД се ползва за собствено потребление, не са спазени критериите за високоефективно комбинирано производство, а електрическата енергия не се продава по регулирани от КЕВР цени, на дружеството не следва да се утвърждава цена за топлинна енергия, съответно да се определя преференциална цена на електрическата енергия и премия.

<u>36. „Топлофикация Петрич“ ЕАД</u>

С Решение № Ц-27 от 31.10.2017 г. КЕВР, считано от 01.11.2017 г., е утвърдила на дружеството пределна цена на топлинна енергия и е определила преференциална цена на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 165,98 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 157,98 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,92 лв./MWh

Предвид горното на „Топлофикация Петрич“ ЕАД следва да се определи премия по чл. 33а от ЗЕ – 95,33 лв./MWh.

На проведеното обществено обсъждане на 07.06.2018 г. е изразено следното становище от г-н Георги Христов – представител на Гражданско движение „ДНЕС“:

Направена е забележка, че Докладът е публикуван много късно, материалът е обемист и поради това е нямало достатъчно време да се анализират задълбочено предложенията и особено мотивите, като е направено предложение в бъдеще да се отчете това изискване. Изразено е становище, че топлоелектрическите централи основно произвеждат електрическа енергия, а топлинната енергия се счита за „отпадна енергия“, като за пример е посочена ТЕЦ „София“. Изразено е мнение, че не е подходящо да се разпределя по този начин при високоефективно комбинирано производство и е направено предложение в бъдещата нормативна уредба този въпрос да се реши. Твърди, че не е ясно как е получена посочената в Доклада преференциална цена за електрическа енергия – 137,29 лв./MWh.

На второ място възразява срещу размера на премията - 66,64 лв./MWh, като счита, че съгласно чл. 33а от ЗЕ тя се определя като разлика между прогнозната пазарна цена и преференциалната. В тази връзка счита за недоказани данните за прогнозна пазарна цена от 203,93 лв./MWh.

Следващата забележка, е за това, че като се раздели относителният дял на количеството електрическа енергия от високоефективно производство и количеството топлинна енергия с топлоносител гореща вода, сметките отново не излизат. Направено е пресмятане, че средната цена и за двете е 0,91 лв./kWh, но в същото време предложенията не отговарят на тази цена и в тази връзка се поставя въпрос по какъв начин са определени цените. В допълнение се посочва, че относителното ниво на количеството електрическа енергия е 17,75%, а относителният дял на топлинната енергия е 82,25% и се поставя въпрос относно влиянието на тези количествени измерения върху цените.

Изразено е категорично несъгласие да се използва като ценообразуващ елемент възвръщаемостта на капитала и че тя не бива да участва като елемент при образуването на цените в дадения сектор. Изтъква се, че при разглеждането на отчета на КЕВР за миналата година в специализираната комисия в Народното събрание председателят е декларирал, че

Комисията работи в услуга и в интерес на потребителите и на гражданите. В тази връзка е направена е забележка, че досега не е осъществена среща, на която да се обсъдят интересите на гражданите, чието положение става все по-тежко. Изразено е мнение, че е необходимо регулаторът не само да спазва нормативната уредба, а и да предлага изменения в нея, когато тя не съответства на интересите на потребителите. Възразява се срещу разглеждане на цените преди предстоящото изменение на цените на природния газ, които са определящи за цените на топлинната и електрическата енергия. Направено е предложение да не се приема решение, докато не се обсъдят цените на природния газ.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

Направената забележка относно публикуването на Доклада е неоснователна, тъй като същият е бил публикуван и общодостъпен на интернет страницата на КЕВР на 23.05.2018 г., а общественото обсъждане е проведено на 07.06.2018 г. В допълнение, след проведеното обществено обсъждане, на основание чл. 14, ал. 3 от ЗЕ е бил определен 14-дневен срок за представяне на становища от заинтересованите лица, който е изтекъл на 21.06.2018 г. Комисията е спазила всички изисквания относно процедурата за разглеждане на заявленията за определяне и утвърждаване на цени, регламентирани в ЗЕ, в наредбите по приложението му и в Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация.

Направените предложения за нормативни изменения в начина на образуване на цените на електрическата и топлинната енергия от високоефективно комбинирано производство са извън предмета на настоящото административното производство.

Неоснователно е тълкуването, че топлинната енергия е „отпадна енергия“. Продуктите на производство в ТЕЦ са топлинна енергия и високоефективна електрическа енергия и общите разходи се разделят между тях. Начинът, по който се извършва, подробно е описан в Указания-НВ.

Неоснователно е възражението срещу размера на премията по чл. 33а от ЗЕ - 66,64 лв./MWh. Съгласно цитираната разпоредба премията се определя като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, а не както счита г-н Христов - като разлика между прогнозната пазарна цена и преференциалната, поради което е неправилно направеното от него изчисление на прогнозна пазарна цена от 203,93 лв./MWh.

Неоснователно е възражението срещу използването на възвръщаемостта на капитала като ценообразуващ елемент. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ при изпълнение на правомощията си за ценово регулиране Комисията се ръководи от принципа цените да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

Предложението да не се приема решение, докато не се обсъдят цените на природния газ, е изпълнено, като на 25.06.2018 г. КЕВР е провела открито заседание за обсъждане на доклад за утвърждаване на цени на „Булгаргаз“ ЕАД, по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа за III тримесечие на 2018 г.

На проведеното обществено обсъждане на 07.06.2018 г. е изразено следното становище от г-жа Цветанка Илиева Цанева, клиент на „Топлофикация София“ ЕАД:

Поставени са следните въпроси:

- Защо се провежда общественото обсъждане за цените на топлинната енергия, когато е ясно, че те ще се променят след повишението на цената на природния газ?

- На предишните обществени обсъждания е коментиран регулаторният преглед на топлофикационните дружества, а в поканата, която е публикувана на интернет страницата, няма точка за регулаторен преглед. В Доклада на КЕВР няма посочена информация относно изпълнението на показателите и изискванията за качеството на

топлоснабдяването, утвърдени от Комисията през 2004 г. и съгласно чл. 14, ал. 2 от Общите условия на „Топлофикация София“ ЕАД дружеството има задължение да ги спазва.

- Кога по принцип КЕВР извършва проверка за спазването на тези показатели в дружеството и по какъв начин ги отразява в цената на топлинната енергия, след като в НРЦТЕ има такова изискване. Как се определя цена на топлинна енергия без да е отчетено изпълнението на показателите за качество? По принцип, на всяка стока, каквато е топлинната енергия, когато се определя цена, трябва да се отчита и качеството ѝ.

- През периода от първи октомври 2017 г. досега КЕВР е намалила няколко пъти цената на природния газ, но нито един път не е променила цената на топлинната енергия и по този начин това намаление не е отразено. Защо в Доклада няма анализ колко е била цената на природния газ, включена в цената на топлинната енергия за „Топлофикация София“ ЕАД по тримесечия за периода от 01.10.2017 г. до 30.06.2018 г. и реално колко „Топлофикация София“ ЕАД е платила на „Булгаргаз“ ЕАД, като стойност на природния газ, включително и плащанията, които са направени с новите цени за пренос и достъп според новата методика, по която се изчисляват тези цени? Има ли такава разлика и колко е тя? Клиентката е направила такива изчисления въз основа на прогнозните данни за количествата природен газ на база Приложение № 2 към заявлението за цените от 01.07.2017 г. по месеци. Тази разлика е 7 600 000 лв., но това е по прогнозни данни. КЕВР ще направи ли такъв анализ при вземане на решението си и най-вече да уведоми клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД колко пари са останали в дружеството от намалението на цената на природния газ? Не е ли редно тази разлика, която е останала сега, да се даде на клиентите с решението за цени от 01.07.2018 г. Цитирано е изказване на Председателя на КЕВР на 31.03.2016 г. в Народното събрание по този въпрос от стенографските протоколи от заседанията на Комисиите в Народното събрание, че задължително през юни месец всяка година се прави този анализ и се отразява в решенията.

- Относно признаване от КЕВР на увеличението на разходите за служебни карти и пътувания с над 87 000 лв. спрямо отчета на 2017 г. За сравнение се посочва, че в цената за
2016 г. и 2017 г. този разход е бил 125 000 лв., а сега се признава увеличение от 215 000 лв. Изтъква се, че няма увеличение на цените на градския транспорт в София и се поставя въпрос защо КЕВР позволява тези разходи да се включват в цената на топлинната енергия, тъй като те не са присъщи за дейността?

- Относно разходите за нерегулирана дейност, които по отчет за 2017 г. са 7 792 000 лв., а за 2016 г. са били по отчет 7 691 000 лв. са поставя въпрос какво представляват тези разходи и защо в прогнозата за цената сега е признато увеличение със 108 000 лв.?

- На какво основание КЕВР при разглеждане на жалби на клиентите срещу топлофикационните дружества, възлага функциите си за осъществяване проверка и контрол на изпълнението на показателите за качество и на задълженията на дружеството по Общите условия да се извършват от самото топлофикационно дружество, като това е задължение на регулатора.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

По поставения въпрос защо се провежда общественото обсъждане за цените на топлинната енергия, когато е ясно, че те ще се променят след повишението на цената на природния газ, следва да се отбележи, че КЕВР спазва изискванията и сроковете за провеждане на съответните заседания по процедурите за регулаторен преглед на цените на дружества в сектор “Топлоенергетика“ и за изменение на цените на природния газ, регламентирани със ЗЕ, наредбите по приложението му и Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация.

Твърдението, че в поканата, която е публикувана на интернет страницата, няма точка за регулаторен преглед, е неоснователно. Със съобщение от 23.05.2018 г., публикувано на интернет страницата ѝ, КЕВР е оповестила, че „*на 31.05.2017 г. от 10:30*

ч. в сградата на КЕВР на бул. „Княз Дондуков“ 8-10, ет. 4 ще се проведе открито заседание за обсъждане на доклад относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2018 г.“. В Доклада са отразени резултатите от анализа на подадените от дружествата от сектор „Топлоенергетика“ заявления за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство от 01.07.2018 г. Въз основа на констатациите от Доклада е изготвен представеният на общественото обсъждане проект на решение за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2018 г.

По отношение на твърдението, че в Доклада на КЕВР няма посочена информация относно изпълнението на показателите и изискванията за качеството на топлоснабдяването, следва да се има предвид, че отчитането на показателите за качеството на топлоснабдяването, са неотносими към предмета на настоящото административното производство за регулиране на цени. При регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост“ показателите за качество на топлоснабдяването не участват във формирането на цените.

Във връзка с поставения въпрос за промяната на цената на природния газ през ценовия период, то тази промяна се отразява в цените при кумулативно изпълнение на условията за значителност и за същественост в крайния финансов резултат. През изминалия ценови период се наблюдава незначително понижение на цената на природния газ през определени тримесечия и едновременно увеличение на цените за пренос и достъп до газопреносната мрежа. Сумарната промяна в крайната цена не води до изпълнение на условията за изменение на цените на топлинната енергия.

По отношение на въпроса за увеличението на разходите за служебни карти и пътувания спрямо отчета за предходната година, то общото ниво на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ за новия ценови период, е с 0,15% по-високо от отчетената стойност през 2017 г. Разходите за служебни карти и пътувания са част от тези разходи.

На въпроса за разходите за нерегулирана дейност, същите не са част от разходите, които влизат в цените на топлинната и електрическата енергия. Те не се регулират от Комисията и в утвърдените справки от ценовия модел се посочват само с информационна цел.

Въпросите, свързани с преписки, образувани по подадени в КЕВР жалби от клиенти на топлинна енергия, са неотносими към предмета на административното производство за регулиране на цени.

На проведеното обществено обсъждане на 07.06.2018 г. е изразено следното становище от г-н Чавдар Янев – гражданин:

Настоява да се отхвърли предложението за увеличение на цените на топлинната енергия. Изложени са аргументи, че според действащия договор между „Газпром“ и България от 2013 г. след шестата година има право да се договаря цената, като наскоро Европейският съюз и Русия са се договорили, под заплаха за санкции за Русия. Според г-н Янев е логично цените да падат, но България продължава да плаща твърда цена за единствената тръба. „Булгаргаз“ ЕАД, който приема стоката, също е монополист, променя цената за предприятията, които работят на газ и отново иска увеличение, в частност за трети монополист – топлофикационните дружества.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

Въпросите относно междудържавните отношения и относно международните

търговски отношения са неотносими към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

На проведеното обществено обсъждане на 07.06.2018 г. е изразено следното становище от г-н Спас Ригов – гражданин:

Оспорва легитимността на КЕВР да решава увеличение на цените на топлинната и на електрическата енергия.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

По силата на чл. 10 от ЗЕ регулирането на дейностите в енергетиката, включително регулирането на цените, в случаите, посочени в ЗЕ, се осъществява от КЕВР, която е независим специализиран държавен орган, избира се и се отчита за дейността си пред Народното събрание. Тези предпоставки са налице, като са спазени и изискванията на цитираната норма от ЗЕ, че при осъществяване на своите правомощия Комисията е независима от изпълнителната власт и дейността ѝ се осъществява въз основа на независимост, безпристрастност, професионализъм, почтеност, последователност, публичност и прозрачност. Комисията утвърждава цени на топлинната енергия и определя цени и премии за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2018 г., въз основа на резултатите от извършен регулаторен преглед, съобразно правилата на ЗЕ и наредбите за регулиране на цените на електрическата и на топлинната енергия.

Изказвания по т.2.:

Докладва И. Александров. След проведеното открито заседание с дружествата от сектор „Топлоенергетика“ и последвалото обществено обсъждане, в Комисията са постъпили жалби от 19 дружества срещу нанесените корекции и така получените цени. От тези 19 дружества са изброени 76 различни точки, по които възразяват. И. Александров обясни, че ще влезе в конкретика групово. Постъпили са възражения и от четирима граждани – г-н Георги Христов от гражданско движение „ДНЕС“, г-жа Цветанка Илиева – клиент на „Топлофикация София“ ЕАД, г-н Чавдар Янев – гражданин и от г-н Спас Ригов. На техните възражения е отговорено мотивирано в проекта на решение. Повечето от постъпилите възражения са във връзка със следните позиции на работната група и съответно нанесените корекции: разходите за амортизации в преноса, които са 25 години; разходите за заплати и възнаграждения; разходите за емисии и най-вече цената за емисиите от 8,91 евро (дружествата считат, че през следващата година цената на емисиите значително ще бъде повишена); разходите за балансиране, които Комисията не е счела за удачно да се вземат в цените. Някои от дружествата (като „ЕВН България Топлофикация” ЕАД) настояват за включване на петте процента за Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Почти всички дружества възразяват срещу нанесените корекции в разходите за ремонт. Обосновават се, че така предложените стойности са необходими за функциониране на предприятията. Всички тези 76 конкретни възражения на дружествата са описани коректно и подробно в проекта на решение и мотивирано е взето отношение по тях. Повечето от тях мотивирано са отхвърлени. Приетите са обосновани и в съответствие с приетия общ подход в решението и с оглед постигане на равнопоставеност между дружествата. Някои газови дружества са поискали корекции в производствената програма. При сравнение между стари и нови цени се вижда, че старите цени са направени при цена на природния газ от 361,82/1000 м3 плюс цената за пренос, която към онзи момент е 19,73 лв. В момента (с повишението с 10,81% на цената на природния газ) цената, която реално участва в разходни позиции е по-голяма от 10,81, защото междувременно цената за пренос е видоизменена в цена за пренос и достъп, която средно е около 25-26 лв. Това прави средно повишение с около 12,5% на цената на газа за всички дружества. При тези условия цената на топлинната енергия (изчислена като среднопретеглена цена за топлофикационните дружества) се повишава със 7,33%. Цената

на електрическата енергия от комбинирано производство се повишава с 3,87%. При разглеждането на самото влияние на разходите и цената на газа върху отделните дружества, правят впечатление няколко дружества. При „Топлофикация София“ ЕАД се наблюдава значително по-ниско повишение на цената на електрическата енергия. Дружеството увеличава производствената си програма през новия ценови период с 11,22%. Това е в резултат на включването на нова машина в ТЕЦ „Изток“. За „ЕВН България Топлофикация” ЕАД работната група е останала в становището си на база доклад по отношение на корекцията на активите. При „Топлофикация Разград” ЕАД се наблюдава повишение на цените, защото газопроводът от който дружеството е черпило природен газ вече не е собственост на „Булгаргаз“ ЕАД, а е собственост на гозоразпределителното дружество. Затова цената на природния газ за това дружество скача драстично. „Топлофикация Петрич“ ЕАД е с решение от 01.11.2017 г. и дружеството не е подало заявление за цени и затова е изчислена премия на база неактуализираната цена на природния газ.

Е. Алексиева каза, че иска да докладва за допусната грешка от категорията на техническите. Тя се съдържа на стр. 169 и стр. 170 в част от въпросите и отговорите на г-жа Цветанка Илиева. Има дублиране и работната група предлага същото да бъде отстранено. Текстът е идентичен и има пълно дублиране.

И. Иванов каза, че това трябва да бъде изчистено и запита членовете Комисията дали искат да вземат думата.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, ал. 2, т. 1, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. Считано от 01.07.2018 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) – 148,16 лв./MWh
1.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 77,51 лв./MWh
1.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,95 лв./MWh
1.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 83,38 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1.1, т. 1.3, и т. 1.4:

- Необходими годишни приходи – 454 045 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 436 290 хил. лв., от които условно-постоянни – 98 652 хил. лв. и променливи – 337 638 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 421 732 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,21%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 830 750 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 850 815 MWh

2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив:

2.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 153,37 лв./MWh
2.2 Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 82,72 лв./MWh
2.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 83,69 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 – 82,69 лв./MWh
2.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 2.1, т. 2.3 и т. 2.4:

- Необходими годишни приходи – 64 314 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 57 988 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 386 хил. лв. и променливи – 36 602 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 88 974 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,11%
- Електрическа енергия – 290 180 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 275 093 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 15 087 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 236 717 MWh

3. На „Топлофикация Плевен“ ЕАД:

3.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 181,15 лв./MWh
3.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 110,50 лв./MWh
3.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,58 лв./MWh
3.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,31 лв./MWh
3.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 3.1, т. 3.3 и т. 3.4:

- Необходими годишни приходи – 69 775 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 67 419 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 261 хил. лв. и променливи – 50 158 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 39 797 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,92%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 280 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 208 800 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 44 210 MWh

4. На „Топлофикация Бургас“ ЕАД:

4.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 167,28 лв./MWh
4.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 96,63 лв./MWh
4.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,83 лв./MWh
4.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 4.1 и т. 4.3:

- Необходими годишни приходи – 27 133 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 25 876 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 436 хил. лв. и променливи – 19 440 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 16 896 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,44%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 037 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 138 101 MWh

5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД:

5.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 189,15 лв./MWh
5.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 118,50 лв./MWh
5.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 83,80 лв./MWh
5.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 5.1 и т. 5.3:
- Необходими годишни приходи – 18 007 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 16 578 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 344 хил. лв. и променливи – 10 234 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 27 755 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,15%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 597 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 819 MWh

6. На „Топлофикация Враца“ ЕАД:

6.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 190,49 лв./MWh
6.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 119,84 лв./MWh
6.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,59 лв./MWh
6.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 6.1. и т. 6.3:
- Необходими годишни приходи – 17 057 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 16 312 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 347 хил. лв. и променливи – 10 965 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 11 007 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,77%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 56 048 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 179 MWh

7. На „Топлофикация - ВТ“ АД, гр. Велико Търново:

7.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 202,68 лв./MWh
7.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 89,32 лв./MWh
7.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 7.1 и т. 7.2:
- Необходими годишни приходи – 6 216 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 155 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 383 хил. лв. и променливи – 4 772 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 563 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 21 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 260 MWh

8. На „Топлофикация-Разград“ ЕАД:

8.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 193,45 лв./MWh
8.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) –
79,47 лв./MWh
8.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 8.1 и т. 8.2:

- Необходими годишни приходи – 5 197 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 077 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 219 хил. лв. и променливи – 3 858 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 076 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 16 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 25 720 MWh

<u>9. На „Юлико Евротрейд“ ЕООД, гр. Пловдив:</u>

9.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 279,08 лв./MWh
9.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,96 лв./MWh
9.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 9.1 и т. 9.2:

- Необходими годишни приходи – 850 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 813 хил. лв., от които условно-постоянни – 431 хил. лв. и променливи – 382 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 953 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,92%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 836 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 784 MWh

<u>10. На „Овергаз мрежи“ АД (ЛОЦ „Овча купел“):</u>

10.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 272,19 лв./MWh
10.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 116,08 лв./MWh
10.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 10.1 и т. 10.2:

- Необходими годишни приходи – 474 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 418 хил. лв., от които условно-постоянни – 211 хил. лв. и променливи 208 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 719 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 933 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 897 MWh

<u>11. На „Топлофикация Русе“ ЕАД:</u>

11.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,51 лв./MWh
11.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 101,86 лв./MWh
11.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 82,62 лв./MWh
11.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 101,83 лв./MWh
11.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 11.1, т. 11.3 и т. 11.4:

- Необходими годишни приходи – 67 167 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 64 269 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 426 хил. лв. и променливи – 47 843 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 41 765 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,94%
- Електрическа енергия – 228 924 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 215 000 MWh
  - от некомбинирано производство – 13 924 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 21 312 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 325 896 MWh

12. На „Топлофикация Перник“ АД:

12.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 139,01 лв./MWh
12.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 68,36 лв./MWh
12.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 70,99 лв./MWh
12.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 32,21 лв./MWh
12.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 12.1, т. 12.3 и т. 12.4:
- Необходими годишни приходи – 75 124 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 70 165 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 536 хил. лв. и променливи – 51 629 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 67 019 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,40%
- Електрическа енергия – 257 511 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 240 801 MWh
  - от комбинирано производство – 16 710 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 214 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 421 300 MWh

13. На „Топлофикация Сливен“ ЕАД:

13.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 153,01 лв./MWh
13.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 82,36 лв./MWh
13.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,17 лв./MWh
13.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 79,36 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 13.1, т. 13.3 и т. 13.4:
- Необходими годишни приходи – 37 567 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 36 904 хил. лв., от които условно-постоянни – 10 662 хил. лв. и променливи – 26 242 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 16 916 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,92%
- Електрическа енергия– 125 400 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 117 000 MWh
  - от комбинирано производство – 8 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 120 126 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 122 002 MWh

14. На „Топлофикация Габрово“ ЕАД:

14.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 236,85 лв./MWh

14.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 166,20 лв./MWh
14.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 89,34 лв./MWh
14.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 14.1 и т. 14.3:

- Необходими годишни приходи – 4 274 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 056 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 472 хил. лв. и променливи – 2 584 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 515 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,95%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 31 400 MWh

15. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД:

15.1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС– 40,42 лв./MWh
15.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 15.1:

- Необходими годишни приходи – 3 672 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 634 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 547 хил. лв. и променливи – 87 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 123 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 0,62%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 88 000 MWh

16. На „Когрийн“ ООД, гр. Първомай:

16.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 175,02 лв./MWh
16.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 104,37 лв./MWh
16.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 80,23 лв./MWh
16.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 16.1 и т. 16.3:

- Необходими годишни приходи – 7 468 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 7 049 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 093 хил. лв. и променливи – 3 956 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 10 550 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,98%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh, в т. ч:
  - към НЕК ЕАД – 25 188 MWh
  - към други – 1 760 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) – 158,02 лв./MWh
17.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 17.1:

- Необходими годишни приходи – 3 865 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 596 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 164 хил. лв. и променливи – 2 431 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 459 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,17%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 736

MWh

18. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“:

18.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 158,34 лв./MWh
18.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 87,69 лв./MWh
18.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 18.1:

- Необходими годишни приходи – 5 254 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 755 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 467 хил. лв. и променливи – 3 288 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 418 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,92%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 24 913 MWh

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

19.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 193,47 лв./MWh
19.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 19.1:

- Необходими годишни приходи – 2 147 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 943 хил. лв., от които условно-постоянни – 862 хил. лв. и променливи – 1 080 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 222 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 807 MWh

20. На „Инертстрой-Калето“ АД:

20.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 208,62 лв./MWh
20.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 20.1:

- Необходими годишни приходи – 3 058 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 959 хил. лв., от които условно-постоянни – 990 хил. лв. и променливи – 1 969 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 842 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,47%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 470 MWh

21. На „З-Пауър“ ООД:

21.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 159,90 лв./MWh
21.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 21.1:

- Необходими годишни приходи – 2 728 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 614 хил. лв., от които условно-постоянни – 695 хил. лв. и променливи – 1 280 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 470 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 12 400 MWh

22. На ЧЗП „Румяна Величкова“:

22.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 139,18 лв./MWh
22.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 22.1:

- Необходими годишни приходи – 1 455 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 411 хил. лв., от които условно-постоянни – 363 хил. лв. и променливи – 1 048 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 588 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 800 MWh

23. На „Алт Ко“ АД:

23.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 160,73 лв./MWh
23.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 23.1:

- Необходими годишни приходи – 1 674 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 548 хил. лв., от които условно-постоянни – 710 хил. лв. и променливи – 838 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 623 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 930 MWh, в т. ч.:
  - собствено потребление – 215 MWh
  - към ЕРД – 6 715 MWh

24. На „Брикел“ ЕАД:

24.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 148,01 лв./MWh
24.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 77,36 лв./MWh
24.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,31 лв./MWh
24.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 24.1 и т. 24.3:

- Необходими годишни приходи – 142 404 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 133 770 хил. лв., от които условно-постоянни – 30 305 хил. лв. и променливи – 103 465 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 120 928 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,14%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 489 200 MWh, в т. ч.:
  - собствено потребление – 29 200 MWh
  - към НЕК ЕАД – 460 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 217 MWh

25. На „Солвей Соди“ АД:
25.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 127,67 лв./MWh
25.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 57,02 лв./MWh
25.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 39,94 лв./MWh
25.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 25.1 и т. 25.3:

- Необходими годишни приходи – 135 722 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 121 071 хил. лв., от които условно-постоянни – 38 550 хил. лв. и променливи – 82 521 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 188 321 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 154 967 MWh, в т. ч.:
  - собствено потребление – 143 115 MWh
  - към НЕК ЕАД – 11 780 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 903 096 MWh

26. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

26.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 160,21 лв./MWh
26.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 89,56 лв./MWh
26.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,68 лв./MWh
26.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 26.1 и т. 26.3:

- Необходими годишни приходи – 6 707 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи –6 098 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 162 хил. лв. и променливи – 3 936 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 856 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,76%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 540 MWh, в т. ч.:
  - към други потребители – 1 540 MWh
  - към ЕРД – 1 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 90 420 MWh

27. На „Декотекс“ АД:

27.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 149,02 лв./MWh
27.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,00 лв./MWh
27.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 78,62 лв./MWh
27.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 27.1, т. 27.2 и т. 27.3:

- Необходими годишни приходи – 3 212 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 989 хил. лв., от които условно-постоянни – 931 хил. лв. и променливи – 2 058 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 871 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 14 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 5 600 MWh

28. На „Зебра“ АД:

28.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 133,48 лв./MWh
28.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 111,77 лв./MWh
28.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 111,77 лв./MWh
28.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 28.1, т. 28.2 и т. 28.3:

- Необходими годишни приходи – 2 080 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 864 хил. лв., от които условно-постоянни – 328 хил. лв. и променливи – 1 536 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 2 923 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,40%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 294 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh

29. На „Белла България“ АД:

29.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 150,06 лв./MWh
29.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 29.1:

- Необходими годишни приходи – 2 049 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 911 хил. лв., от които условно-постоянни – 808 хил. лв. и променливи – 1 102 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 780хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 801 MWh

30. На „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД:

30.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 153,11 лв./MWh
30.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 30.1:

- Необходими годишни приходи – 1 187 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 029 хил. лв., от които условно-постоянни – 392 хил. лв. и променливи – 637 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 2 037 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 553 MWh

31. На „Овердрайв“ АД:

31.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 324,49 лв./MWh
31.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 31.1:

- Необходими годишни приходи – 394 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 366 хил. лв., от които условно-постоянни – 175 хил. лв. и променливи – 191 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 366 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 420 MWh

32. На „МБАЛ – Търговище“ АД:

32.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 299,79 лв./MWh
32.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 32.1:

- Необходими годишни приходи – 207 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 201 хил. лв., от които условно-постоянни – 136 хил. лв. и променливи – 65 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 83 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 235

MWh, в т. ч.:
- собствено потребление – 140 MWh
- към ЕРД – 95 MWh

33. На УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора:

33.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 226,42 лв./MWh
33.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 33.1:

- Необходими годишни приходи – 377 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 358 хил. лв., от които условно-постоянни – 127 хил. лв. и променливи 231 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 229 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh

34. На „Оранжерии Петров дол“ ООД:

34.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 136,90 лв./MWh
34.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 34.1:

- Необходими годишни приходи – 1 847 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 805 хил. лв., от които условно-постоянни – 707 хил. лв. и променливи – 1 098 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 042 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,05%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 385 MWh

35. На „Топлофикация Петрич“ ЕАД:
Премия по чл. 33а от ЗЕ (без ДДС) – 95,33 лв./MWh

II. Отказва на „Биовет“ АД да утвърди цена за топлинна енергия, съответно да определи преференциална цена на електрическата енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ.

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

Решението е взето 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.

С. Тодорова гласува **„против“.**

С. Тодорова каза, че гласува „против“, защото е гласувала „против“ цената на природния газ, която е приета. Тя е неправилно изчислена и затова не може да приеме и тези изчисления на цените.

По т.3. Комисията, след като разгледа заявления с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-41-33 от 30.03.2018 г. и вх. № Е-13-41-34 от 30.03.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г. от

„Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Варна“ ЕАД, допълнителна информация, постъпила с: писма с вх. № Е-13-62-43 от 25.04.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-262-18 от 17.05.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-273-16 от 17.05.2018 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-09-8 от 02.04.2018 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, вх. № Е-13-49-6 от 11.05.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-77-3 от 28.03.2018 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, вх. № Е-13-15-2 от 16.04.2018 г. от „ТЕЦ Варна“ ЕАД и вх. № Е-12-00-173 от 17.05.2018 г. от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, събраните данни и доказателства от проведените на 31.05.2018 г. открито заседание и на 07.06.2018 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и цената за задължения към обществото, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно за компенсиране на невъзстановяеми разходи, съответно на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Назначената със Заповед № З-Е-68 от 15.05.2018 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-472 от 18.05.2018 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 87 от 23.05.2018 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, изм. и доп. ДВ бр. 52 от 22.06.2018 г.) е проведено открито заседание на 31.05.2018 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 98 от 05.06.2018 г., т. 4 е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 07.06.2018 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-13-01-31 от 05.06.2018 г. и вх. № Е-13-01-32 от 12.06.2018 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), с вх. № Е-13-41-62 от 01.06.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), с вх. № Е-13-62-57 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-62-57 от 13.06.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-47-38 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-47-38 от 11.06.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-262-18 от 01.06.2018 г. и вх. № Е-13-49-20 от 22.06.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-16 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-49-19 от 22.06.2018 г. от „ЕВН България

Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-34 от 04.06.2018 г. от „Електроразпределение Север“ АД и с вх. № Е-13-46-18 от 01.06.2018 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, 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-04-05-14 от 21.06.2018 г. Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК) е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. БФИЕК изразява несъгласие с предложеното увеличение на цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и по-конкретно намира за необходимо оптимизиране на финансовите параметри по разходите за студен резерв. Сдружението изтъква, че съгласно измененията в ЗЕ за новия регулаторен период се предвижда възможност допълнителна услуга под формата на студен резерв да бъде представяна и от потребителите, като това обстоятелство ще оптимизира разходите на преносния оператор, като в същото време ще допринесе за сигурността на електроенергийната система. БФИЕК счита, че коригираните количества за износ не отговарят в достатъчна степен на очакваната пазарна действителност. Предвид горното БФИЕК счита, че регулаторът следва да отчете изложените съображения и да коригира допълнително предложеното увеличение в цените за достъп и пренос на ЕСО ЕАД.

Комисията приема за неоснователно горното възражение. Пределната стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв е определена на основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ, като са отчетени параметрите на Заповед № Е-РД-16-124 от 23.03.2018 г. на министъра на енергетиката, съгласно която средногодишната стойност на студения резерв е увеличена от 500 MW на 650 MW, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за студен резерв през настоящия ценови период. По отношение на количествата електрическа енергия, предназначена за износ, следва да се отбележи, че извършената прогноза отразява всички обстоятелства, свързани с повишеното търсене и съответно повишените цени в региона, като количествата са с около 29% по-високи спрямо отчетените през 2017 г. и с около 13% по-високи спрямо отчетените през 2016 г.

С писма с вх. № Е-13-14-5 от 04.06.2018 г. и с вх. № Е-13-14-6 от 21.06.2018 г. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е представило становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

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. В тази връзка следва да се има предвид, че Решение № Р-236 от 22.04.2016 г. на КЕВР и Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. не обвързват Комисията със срокове за произнасяне по отношение одобряване на новия тарифен 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-04-37-9 от 07.06.2018 г. Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. АСЕП обръща внимание, че в доклада отново се запазва тенденцията за по-ниски цени за клиентите на регулиран пазар. Според сдружението този подход е в ущърб на либерализационните процеси, защото на потребителите се отнема най-същественият стимул – финансовият, за да излязат на свободен пазар. АСЕП възразява и срещу въведеното със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) понятие „прогнозна пазарна цена“, тъй като счита, че същото би породило нереалистични пазарни очаквания в клиентите на свободния пазар.

КЕВР приема за неоснователно твърдението на АСЕП. С оглед на осигуряване на равнопоставеност на отделните групи клиенти, цените за малките небитови клиенти са увеличени пропорционално на тези на битовите такива. Позицията на Комисията е, че предприемането на тази мярка ще има положителен ефект върху свободния пазар, въпреки позицията на АСЕП, че увеличението е недостатъчно. Премахването на големите разлики между регулираните цени на битови и небитови клиенти е основа за следващия етап от либерализацията на пазара, а именно преминаване на битовите клиенти към пазара по свободно договорени цени, респективно постигане на пълна либерализация на електроенергийния пазар. Хибридният модел на поетапна дерегулация чрез осигуряване на финансови свръхстимули за мигриране от регулиран към свободен сегмент е изчерпан. Въз основа на свръхстимулите възникнаха структурни дефекти и прехвърляне на част от проблемите на регулирания към свободния пазар, което доведе до финансова дестабилизация, натрупване на фрагментиран дълг по веригата и подценяване на риск мениджмънт политиките в борбата за пазарен дял. Стесняването на спреда между двата пазара (регулиран и свободен) има оздравяващ за сектора ефект, тъй като измества фокуса на конкуренция на доставчиците от цената към качеството на предлаганите услуги, като сигурност на доставките, индивидуални решения, услуги с добавена стойност, професионализъм, експертиза, качество на обслужването, финансова стабилност на търговеца и др.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

Съгласно чл. 33а от ЗЕ Комисията определя на централи с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW премии за произведената електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) 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. Според § 68, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW премии, като разлика между определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник.

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

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

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от

08.05.2018 г.). 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[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 голям обем 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[13] са проведени 6 търга с общо изтъргувано количество 2 191 024 MWh.

Дата на провеждане	Цена, лв./MWh	Период на доставка	Товар	Търгувано количество, MW	Търгувано количество, MWh
18.05.2018	74,27	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	19	161 424
11.05.2018	73,59	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
10.05.2018	73,95	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
9.5.2018	74,38	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
4.5.2018	72,76	01.06.2018-14.09.2018 & 25.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	426 000
27.4.2018	73,25	01.06.2018-30.06.2019	Базов товар	40	329 200

Видно от горната таблица, периодите на доставка леко се разминават с регулаторния/ценови период, но от данните за същите може да се направи извод относно очакваните от пазарните участници цени на пазара за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., а именно в диапазона около 72 – 75 лв./MWh. Те в голяма степен са предопределени от цените на фючърсните сделки на HUDEX[14], които достигат нива от около 45 – 47 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 50 €/MWh. След търга от 18.05.2018 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД предложи отново електрическа енергия при съпоставима цена, но не успя да я реализира, което е ясен индикатор за намаленото търсене на предлагания продукт при тези ценови нива.

Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 8 €/MWh, които включват цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 4,73 €/MWh, разходи за капацитети на сръбската граница – около 3 €/MWh и печалба.

Ръстът на цените на унгарската борса е движен от повишаването на цените на фючърсите на EEX[15] (European Energy Exchange), които към настоящия момент бележат

[11] https://www.opcom.ro
[12] https://www.hupx.hu
[13] http://www.ibex.bg
[14] https://hudex.hu
[15] http://www.eex.com

ръст с около 48% спрямо май 2017 г., достигайки 40 €/MWh. 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. Необичайните климатични условия, довели до голямо търсене през януари и февруари 2017 г. обусловиха значителен ръст на цените на енергията, което доведе до сериозни загуби на доставчиците, като в Румъния част от най-големите търговци обявиха фалит. Това до голяма степен предопредели поведението на доставчиците за четвъртото тримесечие на 2017 г. и първото такова на 2018 г., за които те се презапасяваха с електрическа енергия, което доведе до скок в цените на фючърсите за доставка през 2018 г. Меката зима и съответно по-ниското потребление през първото тримесечие на 2018 г. обаче доведоха до увеличено предлагане и срив на цените на спот пазарите. 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. В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват долните нива на фючърсните сделки.

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 допълнително около 2 000 000 MWh електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от ВЕИ, поради изчерпване на определеното им нетно специфично производство, показва, че тогава се увеличава спредът пик-офпик, което води до леко 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;

– Цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа за следващия ценови период са увеличени с 1 лв./MWh, което ще окаже натиск за намаляване със същата стойност върху пазарната цена на електрическата енергия, предназначена за износ;

– 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 2018 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е определена в размер на 70,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. от ЕСО ЕАД данни за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 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 2017 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 2017 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2017 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

5. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,41 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (p.2/p.1)	1,04475
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**73,13 лв./MWh**

6. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните оператори на електроразпределителни мрежи.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,46 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,09737
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**76,82 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 и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,68 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,00924
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**70,65 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) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	1,12832
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**78,98 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) и „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ „Ветроком“) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,74 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,95803
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**67,06 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	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	75,84 лв./MWh

3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,98537
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**68,98 лв./MWh**

11. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:
Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	76,82 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	0,99813
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**69,87 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:

5. Независим преносен оператор – 73,13 лв./MWh;

6. Оператори на електроразпределителни мрежи – 76,82 лв./MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 70,65 лв./MWh;

8. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 78,98 лв./MWh;

9. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 67,06 лв./MWh;

10. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 68,98 лв./MWh;

11. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 69,87 лв./MWh.

II. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена 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 ЗЕ, приходите от която цена от 01.07.2018 г. следва да се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 68, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г. – чл. 36б от ЗЕ. В писмо с вх. № Е-12-00-173 от 17.05.2018 г. ФСЕС посочва, че при постановяване на решението за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. КЕВР следва да съобрази необходимия размер на приходите във ФСЕС от цената за задължения към обществото, който да бъде достатъчен за покриването на разходите за премиите по договорите за компенсиране на производителите от ВИ и ВЕКП.

Предвид горното, цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

– разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 68, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 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 01.07.2012 г. – 31.07.2013 г. на обществения доставчик от Методика за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им към обществото задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници и високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, приета с решение по Протокол № 117 от 16.07.2012 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (Методиката от 2012 г.);

– 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);

– средства във връзка с допълнението на чл. 4, ал. 2, т. 21 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 08.05.2018 г., по силата на което ННТРЕВИ следва да бъде изменена и допълнена с норми, регламентиращи намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. В тази връзка според § 61, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., ННТРЕВИ следва да бъде приведена в съответствие с посоченото изменение на ЗЕ в срок до 30.06.2018 г. Размерът на тези средства ще бъде преразгледан в решенията за утвърждаване на цени на електрическата енергия за следващи регулаторни/ценови периоди в зависимост от новите разпоредби на ННТРЕВИ и от момента на тяхното влизане в сила.

Необходимите приходи от цената за задължения към обществото са намалени с очакваните приходи на ФСЕС по чл. 36д от ЗЕ.

Приходите на фонда са оценени на 668 429 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 415 176 хил. лв., като са взети предвид прогнозните по-високи нетни количества квоти за емисии на парникови газове спрямо 2017 г., които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (EEX) и трендът на повишение на цените на квотите.

Въз основа на прогнозата за следващия ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, приходите във фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 253 253 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

Разходите, които фондът следва да покрива, са представени в следващата таблица:

Разпределение на приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		хил. лв.
1	Компенсация на разходи на ОД от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г.	79 530
2	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	54 542
3	Компенсация на обществения доставчик по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници за предходни регулаторни периоди	4 491
4	Компенсация по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници	119 462
5	Компенсация във връзка с намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия след	39 235

Разпределение на приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
	влизане в сила на измененията и допълненията на ННТРЕВИ	
6	Средства от фонда за намаляване на цената за задължения към обществото	368 637

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 от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г. в размер на 79 530 хил. лв. и компенсация на обществения доставчик за предвидените в ННТРЕВИ отстъпки от компонентата за енергия, произведена от ВЕИ за предходни регулаторни периоди, в размер на 4 491 хил. лв.

Разходите за компенсации по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници са прогнозирани на база регистъра по чл. 16 от Наредба № Е-РД-04-06 от 28 септември 2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, публикуван на интернет страницата на министерство на енергетиката[16].

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 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 регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, 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, през предходния регулаторен период, в резултат на по-малкото изкупени количества електрическа енергия от комбинирано производство спрямо включените в цената за задължения към обществото.

Разходите, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени в следващата таблица:

Разходи, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото				
		Количество електрическа енергия	Разходи за електрическа енергия по преференциална цена	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик
		MWh	хил.лв.	хил.лв.
1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	3 156 500	562 101	341 146
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	4 593 886	528 742	207 170
3	ВЕИ	3 525 255	1 050 010	796 691
4	Централи с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	2 927 659	461 772	254 933

[16] https://www.me.government.bg/bg/themes/registar-po-chlen-16-na-naredba-e-rd-04-06-ot-28-septemvri-2016-g-za-namalyavane-na-tejestta-svarz-1756-461.html

Разходи, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото		
5	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ за намаляване на цената за задължения към обществото	-368 637
6	**Некомпенсирани разходи, които следва да се покрият от приходите от цена за задължения към обществото**	1 231 304

Некомпенсираните разходи на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и по сключените СИЕ, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на тази електрическа енергия и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

Прогнозната пазарна цена и разходите за ВЕИ са представени 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	**ВЕЦ < 10 MW**	**678 433**	**106 011**	**68,98**	**59 212**	**1,77**
1	ФСЕС	226 852	31 352	68,98	15 704	0,47
2	НЕК ЕАД	451 581	74 658	68,98	43 508	1,30
II	**ВяЕЦ**	**1 313 551**	**240 625**	**67,06**	**152 538**	**4,55**
1	ФСЕС	964 324	180 030	67,06	115 362	3,44
2	НЕК ЕАД	349 227	60 595	67,06	37 176	1,11
III	**ФтЕЦ**	**1 240 879**	**604 413**	**78,98**	**506 408**	**15,12**
1	ФСЕС	660 810	325 417	78,98	273 227	8,16
2	НЕК ЕАД	580 069	278 995	78,98	233 181	6,96
IV	**БиоЕЦ**	**292 392**	**98 962**	**69,87**	**78 533**	**2,34**
1	ФСЕС	106 465	19 187	69,87	11 748	0,35
2	НЕК ЕАД	185 927	79 775	69,87	66 785	1,99
V	**Общо ВЕИ**	**3 525 255**	**1 050 010**	**71,86**	**796 691**	**23,78**
1	ФСЕС	1 958 451	555 986	71,46	416 041	12,42
2	НЕК ЕАД	1 566 804	494 024	72,36	380 650	11,36

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**	**2 927 659**	**461 772**	**70,65**	**254 933**	**7,61**
1	ФСЕС	2 783 706	436 815	70,65	240 146	7,17
2	НЕК ЕАД	143 953	24 957	70,65	14 787	0,44

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“**	**33 501 348**	**341 146**	**10,18**
1.1.	Фонд „Сигурност на	33 501 348	-	-

	електроенергийната система“			
1.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	341 146	10,18
2	**ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“**	**33 501 348**	**207 170**	**6,18**
2.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	-	-
2.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	207 170	6,18
3	**ВЕИ**	**33 501 348**	**796 691**	**23,78**
3.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	416 041	12,42
3.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	380 650	11,36
4	**Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**33 501 348**	**254 933**	**7,61**
4.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	240 146	7,17
4.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	14 787	0,44
5	**Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“**	**33 501 348**	**-368 637**	**-11,00**
6	**ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**	**33 501 348**	**2 944 948**	**36,75**

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 36,75 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 7,61 лв./MWh.

Предвид гореизложеното, цената за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, е в размер на 36,75 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 7,61 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.

III. 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-14-24-3 от 02.04.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Варна“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от НЕК ЕАД относно водноелектрическите централи (ВЕЦ), собственост на дружеството.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 1 от ЗЕ КЕВР определя разполагаемостта 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. Следователно КЕВР следва да утвърди цени на електрическата енергия само на тези производители, от които е предвидила разполагаемост и количества енергия за регулирания пазар по реда на посочената разпоредба от ЗЕ. Комисията обаче не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и 94 от ЗЕ – чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ. В тази връзка КЕВР следва да разгледа и анализира посочените по-горе заявления на производителите, след което да утвърди цени на електрическата енергия само на дружествата, които изпълняват условието на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

1.1. Анализ и оценка на предоставената от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД прогнозна информация.

С Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 54,92 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 799 216 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 533 316 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 56,43 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 229 332 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 137 901 хил. лв.; консумативи – 1 650 хил. лв.; други променливи разходи – 1 717 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 600 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 88 064 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 538 667 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 118 685 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 33 924 хил. лв.; социални разходи – 19 643 хил. лв.; разходи за амортизации – 194 081 хил. лв.; разходи за ремонт – 76 715 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 95 620 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 70 705 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 15 706 227 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 2,85%, 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 дългосрочната 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, 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%); 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, и разходи, свързани с преустановени дейности. Взети са предвид разходи, произтичащи от функционирането на балансиращия пазар;

– прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен с 2 669 хил. лв. спрямо отчетения за 2017 г., а социалните разходи са в размер на 19 643 хил. лв.;

– разходите за амортизации са завишени с 10 231 хил. лв. спрямо 2017 г. в резултат на въведени през 2017 г. дълготрайни активи на стойност 80 802 хил. лв.

Дружеството обосновава изпълнението на мероприятията по инвестиционната програма като една от предпоставките за гарантиране на надеждна и безопасна експлоатация на централата, като сигурен източник на енергия;

– обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2017 г. е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за ценовия период са в размер на 76 715 хил. лв., като не включват разходи, които увеличават стойността на активите;

– прогнозата за разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, е на база отчетно равнище през 2017 г., нормативните изисквания и сключените договори;

– ядреното гориво е на стойност 137 901 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани със 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 31.12.2017 г., пряко свързани с дейността „производство на електрическа енергия“ и е в размер на 2 479 130 хил. лв. Оборотният капитал, като част от РБА, е изчислен на основата на „Нетен цикъл на оборотния капитал“, на база дните, за които дружеството възвръща изразходваните парични средства за производство на електрическа енергия чрез получаването на съответните постъпления;

– нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,85%, при НВ на собствения капитал – 2,59% и среднопретеглена НВ на привлечения капитал – 2,22%.

1.2. По отношение на цената на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД не са постъпили възражения от дружеството или от заинтересовани лица.

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 амортизации са приети на ниво отчет 2017 г. Планираното завишение от 12 032 хил. лв. не следва да бъде отчетено, тъй като прилаганият метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ не допуска предварително включване в РБА на прогнозна стойност на активи, които не са капитализирани към края на базисната година. Дълготрайните активи, чието въвеждане предстои, ще бъдат включени в РБА и съответно ще бъдат признати разходи за тяхната амортизация през следващия регулаторен период.

– Разходите за заплати, осигурителни вноски и социални разходи са коригирани до отчетените през 2017 г. нива.

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 95 620 хил. лв. на 80 240 хил. лв., тъй като разходите за застраховки, горива, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, експертни и одиторски разходи, научни разработки са признати на ниво отчет през 2016 г.

– Разходите за консумативи са коригирани от 1 650 хил. лв. на 720 хил. лв. отчетени през базисната година;

– Разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия, не са признати;

– Необходимият оборотен капитал е коригиран от 250 523 хил. лв. на 69 149 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. 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	14 863 224	14 863 224
2	Променливи разходи	хил. лв.	229 332	228 402
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	538 667	508 642
4	Възвръщаемост	хил. лв.	70 705	65 532
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	838 704	802 575
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	56,43	54,00

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена 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.

2. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

2.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прогнозна информация

С Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР на дружеството са утвърдени цени, при прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 7 265 292 MWh, прогнозна разполагаемост за регулаторния период – 8 367 410 MW*h и необходими годишни приходи – 576 614 хил. лв., както следва:

- цена за енергия – 46,85 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 28,23 лв./MW*h, без ДДС.

Със заявление вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 61,14 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 30,20 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 98,75 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 491 796 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 270 959 хил. лв., консумативи – 19 069 хил. лв., други променливи разходи – 201 768 хил. лв. (такса услуга водоползване – 290 хил. лв., енергия за производствени нужди – 850 хил. лв., депониране на пепелина – 4 188 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 – 196 440 хил. лв.);
- Нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh;
- Условно-постоянни разходи – 205 859 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 53 512 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 8 005 747 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 8 043 340 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 491 796 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 266 186 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ. Разходите за въглища през новия ценови период, спрямо 2017 година, са със 101 567 тона УГ повече поради очакваното по-голямо производство на електроенергия с 357 816 нетна електрическа енергия.

– дружеството предвижда разходи за гориво за разпалване на обща стойност 4 773 хил. лв., които включват разходи за мазут в размер на 3 887 хил. лв. и разходи за природен газ в размер на 886 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 2017 г., като съгласно отчетните данни цената на тон мазут възлиза на 663,45 лв./т. За новия регулаторен период заложената прогнозна цена на мазута на база приложена фактура за доставка е в размер на 747,44 лв./т. Общото количество мазут през новия регулаторен период се увеличава с 440 т. спрямо отчетения разход през 2017 г. Предвидено е използване на газ при разпалване на блок 3 (след октомври 2018 година) и на блокове 7 и 8 (от декември 2018 година). Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 652 х.нм^3 или в парично изражение – 886 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената цена от регионалния доставчик „Ситигаз България“ ЕАД за промишлени потребители, действаща от 01.01.2018 г. и възлизаща на 536,44 лв./х.нм3, с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа общо в размер на 52,86 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 874 006 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 18 354 хил. лв.

В заявлението си дружеството посочва, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в Националния план за инвестиции (НПИ) и очаква 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.

Към 31 декември 2017 г. дружеството е отчело провизии за недостиг на квоти за емисии на парникови газове в размер на 9 929 618 t/CO_2 на стойност 196 440 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 към 09.03.2017 г. закупени количества квоти за 2017 г. Във връзка с взето решение от едноличния собственик на капитала на дружеството, БЕХ ЕАД е закупило и в последствие ще продаде на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД квоти за парникови газове, необходими за покриване на задължението към Националния регистър за 2017 г. Стойността на провизиите е изчислена в съответствие с постигнатите от БЕХ ЕАД покупни цени на квотите до датата на съставяне на отчета и прогноза до окончателното закупуване на остатъка от необходимите количества.

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 242 501 хил. лв. Детайлна информация относно планираните стойности по отделните групи разходи е представена в по-долу. През новия ценови период

производствената програма на „ТЕЦ Марица изток“ ЕАД е разработена при спазване на нормативните изисквания за осигуряване на необходимото време за извършване на текущи планови ремонти. Разполагаемата мощност, която „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД планира да реализира за производството на електрическа енергия, студен резерв и допълнителни услуги към ЕСО ЕАД, възлиза на 10 017 386 MWh. Разпределението на разполагаемостта по отделни продукти, реализирани по регулирани и свободно договорени цени, е както следва:

	Показатели	MW*h
1	Обща разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г., в т.ч.:	**10 017 386**
1.1.	Студен резерв	1 536 046
1.2.	Резерв за допълнителни услуги (ПР и ВР)	438 000
1.3.	Нетна електрическа енергия	8 043 340

Планираните от дружеството средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период възлизат на 67 433 хил. лв., т.е. намаляват с 1,6% спрямо отчетените за 2017 г., което кореспондира с предприетите мерки за оптимизиране на разходите, въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства. През новия регулаторен период дружеството не предвижда увеличение на основните работни заплати на персонала. Разходите, свързани с начисления по действащото законодателство, възлизат на 29 406 хил. лв., като намалението при този тип разходи е със 7,4% спрямо отчетната година и основно се дължи на редуцираните социални разходи. Планираните разходи за амортизации през новия регулаторен период възлизат на 94 791 хил. лв., като стойността на тази група разходи се запазва относително постоянна спрямо отчета за 2017 г. Разходите за амортизации на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за 2017 г. възлизат на 95 047 хил. лв., а приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите.

Ремонтната програма, планирана от дружеството за 2018 г., е на стойност 27 812 хил. лв., като завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2017 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение (СОИ).

Детайлна информация за видовете разходи, планирани през новия ценови период, е посочена в таблицата по-долу:

№	**НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ**	**МЯРКА**	**Отчет 2017 г.**	**Прогноза 2018 г.**
1	2	3	4	5
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**238 497**	**242 501**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**68 531**	**67 433**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31 750**	**29 406**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 640	19 368
2.2	социални разходи	хил. лв.	12 110	10 038
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**95 047**	**94 791**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**18 648**	**27 812**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	8 735	12 515
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		

4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	9 913	15 297
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**24 521**	**23 059**

Изчислената от дружеството регулаторна база на активите възлиза на 1 410 777 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 62 824 хил. лв. Използваната норма на възвръщаемост на собствения капитал $НВ_{ск}$ за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 3%. Тази стойност участва при формирането на среднопретеглената норма на възвръщаемост, която при съществуващата капиталова структура възлиза на 4,25% и остава непроменена 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 заявените разходи за компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ е 378 133 хил. лв., в т.ч.:

– отчетени некомпенсирани разходи за 2015 г. в размер на 78 279 хил. лв.;
– отчетени некомпенсирани разходи за 2016 г. в размер на 121 939 хил. лв.;
– отчетени некомпенсирани разходи за 2017 г. в размер на 85 974 хил. лв.;
– разходи, които ще подлежат на компенсиране в резултат на утвърждаване на квота и пълна цена за електрическа енергия за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., в размер на 91 941 хил. лв.

Дружеството е представило детайлна информация за структурата на разходите, реализирани за периода 2015 г. – 2017 г., които съгласно действащата нормативна уредба участват при формиране на цената за разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, респективно като ценови елемент участват при формирането на пълната цена на дружеството и остават некомпенсирани, съгласно изискванията на чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ.

Некомпенсирани разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2015 г., в хил. лв.:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчет 2015 г.	Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ
1	2	3	4	5
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**210 511**	**78 279**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**69 335**	**25 782**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31 108**	**11 568**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 324	7 186
2.2	социални разходи	хил. лв.	11 784	4 382
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**62 928**	**23 400**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**19 922**	**7 408**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	11 534	4 289
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.	0	0
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	8 388	3 119
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**27 218**	**10 121**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 399	520
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	636	236
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	79	29
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 590	591
5.5.	Застраховки	хил. лв.	4 885	1 816

5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 625	604
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	243	90
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	183	68
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 822	1 421
5.10.	Наеми	хил. лв.	63	23
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	205	76
5.12.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	707	263
5.13.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	389	145
5.14.	Такси лиценз	хил. лв.	347	129
5.15.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 649	2 101
5.16.	Охрана на труда	хил. лв.	251	93
5.17.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 725	1 013
5.18.	Командировки	хил. лв.	79	29
5.19.	Съдебни разходи	хил. лв.	2 341	871

Некомпенсирани разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2016 г., в хил. лв.:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчет 2016 г.	Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ
1	2	3	4	5
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**209 368**	**121 939**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**67 702**	**39 431**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31 442**	**18 312**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 065	11 104
2.2	социални разходи	хил. лв.	12 377	7 209
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**66 185**	**38 547**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**20 157**	**11 740**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	8 374	4 877
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		0
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	11 783	6 863
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**23 882**	**13 909**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 181	688
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	191	111
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	68	40
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 703	992
5.5.	Застраховки	хил. лв.	5 109	2 976
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 594	928
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	72	42
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	374	218
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 325	1 937
5.10.	Наеми	хил. лв.	74	43
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	136	79
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв.	193	112
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	600	349
5.14.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	383	223
5.15.	Такси лиценз	хил. лв.	371	216
5.16.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 538	3 225
5.17.	Охрана на труда	хил. лв.	289	168
5.18.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 613	1 522
5.19.	Командировки	хил. лв.	68	40

Некомпенсирани разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2017 г., в хил. лв.:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчетени постоянни разходи за 2017 г.	Разходи, заявени за компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2017 г.
1	2	3	4	5
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**238 497**	**85 974**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**68 531**	**24 704**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31 750**	**11 445**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 640	7 080
2.2	социални разходи	хил. лв.	12 110	4 365
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**95 047**	**34 263**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**18 648**	**6 722**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	8 735	3 149
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.	0	0
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	9 913	3 573
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**24 521**	**8 839**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 119	403
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	382	138
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	38	14
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 548	558
5.5.	Застраховки	хил. лв.	5 021	1 810
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 510	544
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	81	29
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	390	141
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 290	1 186
5.10.	Наеми	хил. лв.	93	34
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	251	90
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв.	73	26
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	736	265
5.14.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	480	173
5.15.	Такси лиценз	хил. лв.	319	115
5.16.	Такси организиран борсов пазар	хил. лв.	256	92
5.17.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 490	1 979
5.18.	Охрана на труда	хил. лв.	379	137
5.19.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 984	1 076
5.20	Командировки	хил. лв.	81	29

Дружеството посочва, че през новия регулаторен период изпълнението на посочената в ценовото заявление производствена програма за доставка на електрическа енергия за регулиран пазар, предоставяне на студен резерв и допълнителни услуги, отново няма да покрие пълния производствен капацитет на централата, на базата на който се определят регулираните цени.

В тази връзка „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прогнозира стойността на некомпенсираните постоянни разходи за същия период да достигне до 91 941 хил. лв. В таблицата по-долу е представена детайлна информация за групите и видовете разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Прогнозна стойност на постоянните разходи за 01.07.2018-30.06.2019	Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ
1	2	3	5	6
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**242 501**	**91 941**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**67 433**	**25 566**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**29 406**	**11 149**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 368	7 343
2.2	социални разходи	хил. лв.	10 038	3 806
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**94 791**	**35 939**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**27 812**	**10 545**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	12 515	4 745
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	15 297	5 800
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**23 059**	**8 742**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 180	447
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	200	76
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	38	14
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 460	554
5.5.	Застраховки	хил. лв.	4 923	1 866
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 501	569
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	78	30
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	370	140
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 100	1 175
5.10.	Наеми	хил. лв.	79	30
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	225	85
5.12.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	531	201
5.13.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	399	151
5.14.	Такси лиценз	хил. лв.	336	127
5.15.	Такси организиран борсов пазар БНЕБ	хил. лв.	445	169
5.16.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	4 945	1 875
5.17.	Охрана на труда	хил. лв.	290	110
5.18.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 880	1 092
5.19.	Командировки	хил. лв.	79	30

Дружеството посочва още, че към настоящия момент за периода 2015 г. – 2017 г. отчита 286 192 хил. лв. некомпенсирани разходи, породени от наложени задължения към обществото, като некомпенсираните разходи за 2015 г. и 2016 г. са били заявени пред КЕВР със заявления, съответно с вх. № Е-13-12-8 от 31.03.2017 г. и вх. № Е-13-12-6 от 31.03.2016 г.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е аргументирало направеното искане със следното:

– В периода 2002 г. – 2016 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.

2.2. По отношение на цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са постъпили възражения от дружеството или от заинтересовани лица.

2.3. 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 491 796 хил. лв. на 358 027 хил. лв., като разходите за гориво за разпалване, разходите за варовик и тези за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2017 г. Разходите за основно гориво са коригирани от 266 186 хил. лв. на 262 986 хил. лв. в съответствие с планираното производство на нетна електрическа енергия и отчетената разходна норма на централата. Прогнозните разходи за закупуване на CO_2 квоти, предложени от дружеството в размер на 196 440 хил. лв., са коригирани на 73 999 хил. лв., отразяващи отчетените за 2017 г. такива.

Разходите за ремонт са включени на ниво отчет 2017 г. Корекции до отчетените нива през 2017 г. са извършени и на разходите за горива.

Извършена е и допълнителна корекция на условно-постоянните разходи с 19 740 хил. лв., представляващи прогнозните приходи на дружеството от предоставяне на студен резерв и допълнителни услуги.

Във връзка с гореописаните корекции НОК е преизчислен от 62 824 хил. лв. на 60 238 хил. лв. По отношение балансовата стойност на активите за регулирана дейност е възприета стойността, заявена през предходния регулаторен период в размер на 976 354 хил. лв., тъй като инвестициите, извършени от дружеството и отчетените амортизации не предполагат прогнозираното увеличение. В тази връзка възвръщаемостта на дружеството е преизчислена на 42 542 хил. лв.

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	8 043 340	8 043 340
2	Променливи разходи	хил.лв.	491 796	363 156
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	242 501	213 537
4	Възвръщаемост	хил.лв.	59 994	42 542
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	794 291	619 234
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	98,75	76,99

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 76,99 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 619 234 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.

3. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

3.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 92,31 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 14,20 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 120,98 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 180 841 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 113 183 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 1 998 хил. лв.; консумативи – 65 660 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 49 590 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 39 830 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 16 336 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 3 955 116 MW*h;

– Нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:

– произведена електрическа енергия бруто – 2 238 000 MWh;

– собствени нужди – 12,47%;

– нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.;

– брутен специфичен разход условно гориво – 385,49 г.у.г./kWh.;

– нетен специфичен разход условно гориво – 440,39 г.у.г/kWh.;

– разход на мазут – 2 700 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за 2011 г. Разходите за консумативи се запазват, както отчетените за базовата година стойности. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва разходите за квоти парникови газове с цена 14,00 евро/тон, като определя тази цена за справедлива.

Годишният баланс на основното гориво е направен при отчитане на наличното количество въглища на склад към 01.01.2018 г., количества и цени по договори и анекси, включително транспортни и спедиционни разходи 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 три блока;

– Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 182 дни;

– Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;

Обща разполагаема мощност за студен резерв и производство – 3 955 166 MW*h. Норма на възвръщаемост на собствения капитал – 7%, при оборотен капитал 72 386 хил. лв. и регулаторна база на активите – 212 355 хил. лв.

За регулаторния период дружеството прогнозира разходите за заплати да са в размер на 13 096 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2017 г., индексирани с 10%, като посочва, че в предходния тригодишен период същите не са коригирани. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са следните: 3 143 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи и 355 хил. лв. за допълнително пенсионно осигуряване и за социални разходи съгласно Кодекса на труда.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 15 464 хил. лв., формирани на база отчет 2017 г. и прогноза по амортизационния план за 2018 г.

Разходите за ремонти са 1 886 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове 1 и 2 по 45 дни и основен ремонт на блок 3 в рамките на 92 дни. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 5 886 хил. лв., определени на база отчет 2017 г.

3.2. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 180 841 хил. лв. на 157 445 хил. лв., като разходите за материали и разходите за вода за производствени нужди са коригирани до отчетеното през 2017 г. ниво, а разходите по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ не са признати предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за вноски по ал. 1. Извършена е корекция на разходите за закупени емисии CO_2 от 49 590 хил. лв. на 31 879 хил. лв., като количеството емитирани емисии е намалено с отчетените такива по Националния план за инвестиции и остойностено по прогнозна цена от 9 €/тон.

Условно-постоянните са коригирани от 39 830 хил. лв. на 39 578 хил. лв., като разходите за ремонт и тези, пряко свързани с дейността по лицензията, са признати до нивото, отчетено през 2017 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран от 72 386 хил. лв. на 22 695 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 212 355 хил. лв. на 162 664 хил. лв.

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	1 959 000	1 959 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	180 841	157 445
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	39 830	39 578
4	Възвръщаемост	хил.лв.	16 336	12 513
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	237 007	209 537
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	120,98	106,96

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 106,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 209 537 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.

4. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

4.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Марица 3“ АД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 122,22 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 19,23 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 157,09 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 51 333 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 33 452 хил. лв.; консумативи – 430 хил. лв.; други променливи разходи – 2 292 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 33 хил. лв., закупена електрическа енергия – 2 009 хил. лв., разходи за поддръжка – 250 хил. лв.; разходи за закупени емисии CO_2 – 13 798 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 361 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 13 736 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 908,70 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 761 520 MW*h;

– Нетна електрическа енергия – 420 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 420 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 51 333 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища от 788 759 т., природен газ, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени CO_2 емисии. Допълнителна информация за отделните групи променливи разходи, е посочена, както следва:

– основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица 3” АД, са въглища от „Марица Енерджи“ ЕООД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 32 946 хил. лв. при действаща средна цена от 161,26 лв./тУГ. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електроенергия да е 440,1 гр./kWh.

– разходите за газ за разпалване са на обща стойност 506 хил. лв. По-високите разходи за газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради диспечиране) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 300 х.нм^3.

– по отношение разходите за консумативи дружеството прогнозира, че с най-голяма тежест ще бъдат разходите за варовик, формирани от количеството варовик, използвано за сероочистване на димните газове. Предвид по-голямото прогнозно производство на електрическа енергия за новия ценови период се очаква увеличение в необходимите количества варовик, използвани за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Дружеството планира разходите за варовик да са в размер на 1 361 хил. лв.

По отношение условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2018 – 30.06.2019 г. в размер на 4 320 хил. лв. Предвидено е увеличение на средствата за работна заплата с 46%, в резултат на увеличение на средносписъчния състав на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства, дружеството посочва, че е необходимо да наеме и допълнителен персонал.

Планираните разходи за амортизации за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. са по-високи спрямо отчетените през 2017 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2017 г. е реализирало значителни инвестиции, необходими за възстановяване и модернизиране на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сероочистващи инсталации на блок 3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3“ АД планира ремонтна програма за 2018 г. на стойност 5 988 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2017 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

Планираното увеличение е свързано с извършен предварителен анализ и оценка на влиянието на някои външни фактори върху общия обем на разходите, като например увеличението в цените на горивата води до увеличение на общия обем разходи за автотранспорт.

Дружеството посочва, че в съответствие с „Указания за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метода за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв. Изчислената регулаторна база на активите, посочена в заявлението, възлиза на 7 839 хил. лв.

„ТЕЦ Марица 3“ АД заявява норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост в размер на 11,59%.

4.2. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Марица 3“ АД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

4.3. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установи, че през 2017 г. централата почти не е функционирала (през 2017 г. блок 1 е работил едва 500 ч., при планирани за следващия регулаторен период 5 544 ч.) и липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка и отчитайки среднопретеглената цена на дружеството, постигната през 2017 г., в размер на 281,06 лв./MWh, корекции по предложените от „ТЕЦ Марица 3“ АД стойности на променливите и условно-постоянните разходи не са извършвани.

Коригирана е предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 11,59% на 6,72% във връзка с мотивите, изложени по-долу в настоящия доклад и предвид факта, че получената стойност от 11,59% не почива на обективни икономически показатели, а се дължи на отрицателния собствен капитал на „ТЕЦ Марица 3“ АД.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Марица 3“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	420 000	420 000
2	Променливи разходи	хил. лв.	51 333	51 333
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	13 736	13 736
4	Възвръщаемост	хил. лв.	909	527
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	65 978	65 596
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	157,09	156,18

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 156,18 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 65 596 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 420 000 MWh.

5. „ТЕЦ ВАРНА“ ЕАД

5.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Варна“ ЕАД прогнозна

информация.

Със заявление вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г. „ТЕЦ Варна“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 142,93 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 25,30 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 195,12 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 283 925 хил. лв., в т.ч.: основно гориво за производство – 251 629 хил. лв.; консумативи – 181 хил. лв.; други променливи разходи – 28 687 хил. лв.; CO_2 емисии – 26 950 хил. лв.; закупена електрическа енергия за собствени нужди – 3 427 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 76 828 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 28 748 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 4 173 670 MW*h;

– Нетна електрическа енергия – 1 996 240 MWh.

През предстоящия регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. „ТЕЦ Варна“ ЕАД прогнозира да реализира брутно производство на електрическа енергия в размер на 2 153 440 MWh, в т.ч 1 022 740 MWh за второ полугодие на 2018 г. и 1 130 700 MWh за първо полугодие на 2019 г. Определените прогнозни стойности за производство за периода дружеството базира на следните параметри:

– през периода се планира да бъдат извършени ремонтни дейности на блок № 4 от 01.07.2018 г. до 31.10.2018 г. От 1 април до 30 юни 2019 г. ще бъдат извършени ремонтни дейности на блок № 6, като блок № 5 ще работи през целия период;

– планиран брутен товар на работещ блок 185 MWh;

– разполагаемост на предоставената мощност 94% (аварийност 6%);

– през периода дружеството очаква да предостави на ЕСО ЕАД един блок за студен резерв;

– дружеството планира да участва на регулиран пазар с два блока – с един блок целогодишно, а с втория от 1 ноември 2018 г. до 31 март 2019 г.;

– прогнозен разход на електрическа енергия за собствени нужди – 7,3%.

Дружеството посочва, че през месец февруари 2018 г. след извършване на текущ ремонт на блок № 6, са проведени 72-часови проби, целящи да покажат състоянието на блока. През пробния период на работа на блока, „ТЕЦ Варна“ ЕАД е произвеждала електрическа енергия с основно гориво природен газ, като дружеството посочва, че данните от това изпитание са единствените, които могат обективно да послужат за определяне на разходната норма на гориво на централата. „ТЕЦ Варна“ ЕАД прилага подробна справка за разход на природен газ за периода 26.02.2018 г. – 01.03.2018 г.

Дата	Количество от акта	Коефициент	Количество	Нисша/долна калоричност	Общо условно гориво
	MWh	kWh/m^3	хнм^3	kcal/m^3	туг
25.02.2018	1353.514	10.51808	128.68	8159	150.0
26.02.2018	7163.250	10.521064	680.85	8161	793.8
27.02.2018	8375.192	10.523102	795.89	8163	928.1
28.02.2018	7770.695	10.521455	738.56	8161	861.1
01.03.2018	604.93	10.521455	57.50	8161	67.0
Общо	25267.585		2401.472		2799.96

Специфичен разход на условно гориво за 1 MWh брутна електрическа енергия

Дата	Произведена брутна ел. енергия, MWh	Общо условно гориво, туг	СРУГ, туг/kWh
25.02.2018	17.2	150.0	
26.02.2018	1967.5	793.8	403.1
27.02.2018	2606.0	928.1	356.2
28.02.2018	2400.3	861.1	358.8
01.03.2018	186	67.0	357.0
Общо	**7177.0**	**2799.96**	**390.1**

Дружеството посочва, че използва електрическата енергия за собствени нужди от два източника – от трансформаторите на енергийните блокове и от трансформатори, захранвани от ЕСО ЕАД, като „ТЕЦ Варна“ ЕАД купува тази електрическа енергия като клиент на свободния пазар. Дружеството е отчело, че за периода на 72-часовите проби собствените нужди са в размер на 8,4%, в т.ч. 5,7% от трансформатора на генератор 6 и 2,7% закупени от свободния пазар. Дружеството не предвижда разход на гориво за пускови операции, тъй като за пуск ще се използва природен газ и прогнозната разходна норма за производство на електрическа енергия включва и разхода за пуск на енергийния блок.

„ТЕЦ Варна“ ЕАД посочва, че има сключен договор с „Булгаргаз“ ЕАД за доставка на необходимото количество природен газ. Цената на доставка, съгласно договора е регулираната цена, определена от КЕВР, като към нея допълнително се начисляват и таксите за пренос и достъп.

При формиране цената на електрическата енергия, за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. дружеството предвижда да бъдат емитирани и закупени 1 248 134 т. CO_2 емисии. Изчисленията се базират на прогнозираното брутно производство на електроенергия за същия период в размер на 2 153 440 MWh.

За регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. дружеството предвижда да работи по планирано утвърдено щатно разписание от 380 души персонал по различните звена и длъжности, като разходите за заплати остават непроменени в сравнение с базисната година в размер на 8 013 хил. лв.

На база на извършена преоценка през 2018 г., стойността на дълготрайните активи за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е завишена със 7 964 хил. лв., в резултат на извършваните инвестиционни и ремонтни дейности на блокове 4 и 6 за модернизация на централата. Разходите за ремонт за регулаторния период са завишени на 23 000 хил. лв. в сравнение с базисната година.

Нормата на възвръщаемост, която „ТЕЦ Варна“ ЕАД е посочило в заявлението си, е в размер на 7,78% при 100% дял на собствения капитал.

5.2. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Варна“ ЕАД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

5.3. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Варна“ ЕАД, се установи, че през 2017 г. централата не е функционирала и липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на

което не е възможно да се извърши пълен анализ на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. От представените отчетни данни за 2013 г. не е възможно да се оценят обективно предлаганите стойности на променливите разходи, в т.ч. и предлаганата разходна норма, тъй като централата до момента е използвала за основно гориво висококалорични антрацитни въглища, а от края на 2017 г. използва природен газ. В тази връзка предложените от дружеството разходна норма и размер на собствените нужди, базирани на резултатите от 72-часовите проби, съответно разходите за основно гориво са приети без корекции. Коригирани са разходите за CO_2 емисии от 28 687 хил. лв. на 21 970 хил. лв., като емитираните 1 248 134 т. CO_2 емисии са остойностени по цена от 9 €/тон.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 76 828 хил. лв. на 44 267 хил. лв., в резултат на:

– разходите за рекултивация на сгуроотвал Беглик чаир за периода 2015 г. – 2017 г. в размер на 12 283 хил. лв. не са признати, тъй като представляват неприсъщ текущ разход за новия регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., в съответствие с издаденото ново комплексно разрешително на централата;

– разходите за ремонтни дейности са коригирани до отчетеното ниво на разхода през базисната година, тъй като представените в обосновката на дружеството дейности, за които се планира да бъдат разходвани, предполагат допълнителните разходи да се класифицират като инвестиционни, а не ремонтни;

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Варна“ ЕАД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 996 240	1 996 240
2	Променливи разходи	хил. лв.	283 925	278 945
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	76 828	44 267
4	Възвръщаемост	хил. лв.	28 748	28 748
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	389 501	351 960
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	195,12	176,31

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Варна“ ЕАД е изчислена в размер на 176,31 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 351 960 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 996 240 MWh.

6. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР е в размер на 70,03 лв./MWh, без ДДС.

6.1. Анализ и оценка на предоставената от НЕК ЕАД прогнозна информация

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 82,62 лв./MWh, без ДДС, която е формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е 2 933 091 MWh. При определяне на количеството, НЕК ЕАД отчита факта, че с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. КЕВР признава разходи на обществения доставчик за закупуване на електрическа енергия за използване от ПАВЕЦ в помпен режим, необходима за затваряне на графика в Д-1, съответстваща на консумация от 372 000 MWh, а съгласно отчетните данни тази електрическа енергия е в размер на 479

747 MWh. При прогнозния баланс на обществения доставчик за следващия регулаторен период НЕК ЕАД предвижда консумация на ПАВЕЦ от 480 000 MWh, което съответства на произведена електрическа енергия в размер на 336 000 MWh. Това количество е прибавено към средногодишното производство за последните 11 години от ВЕЦ – 2 579 091 MWh;

– Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2017 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;

– Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 1 948 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;

– Разходите за персонал са увеличени с прогнозния размер на инфлацията за следващата година;

– Разходите за безплатна храна са увеличени спрямо отчета за 2017 г., тъй като са обвързани с минималната работна заплата за 2018 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;

– Променливите разходи са завишени с 2,2% спрямо отчетените през 2017 г.;

– НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 31 066 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 и технологичните разходи в преносната и разпределителните мрежи 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 2017 г. Използваната от дружеството норма на възвръщаемост (НВ) е в размер на 5,01%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,008%, и НВ на собствения капитал от 4,50%.

6.2. 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-13-01-31 от 05.06.2018 г. НЕК ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

Дружеството изразява несъгласие с утвърдената цена на електрическата енергия от ВЕЦ, като в тази връзка посочва, че: в условно-постоянните разходи не е признато заявеното увеличение на разходите за безплатна предпазна храна, изчислени от дружеството в съответствие с действащата нормативна уредба (Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея) и колективния трудов договор (КТД), обвързани с минималната работна заплата, която е повишена от 01.01.2018 г.; предявените разходи за закупуване на енергия за използване от ПАВЕЦ в помпен режим, необходима за затваряне на графика в Д-1, отчитат законовото задължение на обществения доставчик от 01.07.2018 г. до влизане в сила на договорите за премии да продължи да изкупува по преференциални цени електрическата енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, като НЕК ЕАД настоява разходите за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ да бъдат признати в размер на 19 827 хил. лв. Според дружеството в доклада липсват аргументи за причините, поради които не е приет приложеният от НЕК ЕАД начин на определяне на прогнозните количества електрическа енергия.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Приложимият по отношение на НЕК ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период. В тази връзка Комисията преценява икономическата обоснованост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на централите.

КЕВР счита, че предложеният от НЕК ЕАД начин на определяне на прогнозните количества електрическа енергия не съответства на чл. 19 от НРЦЕЕ.

По отношение на претенциите за допълнителни разходи за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ, свързани със законовото задължение на обществения доставчик от 01.07.2018 г. до влизане в сила на договорите за премии да продължи да изкупува по преференциални цени електрическата енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, аргументи са изложени по-долу в решението.

Допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от допълнителните приходи на дружеството от продажба на балансираща енергия и пикова енергия на свободния пазар.

6.3. Ценообразуващи елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2017 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е коригирано в съответствие с разпоредбата на чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ. Взето е под внимание високото производство от водноелектрически централи през първото полугодие на 2018 г., съпоставено с ниското такова през 2017 г., и с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, прогнозното количество нетна електрическа енергия е определено след извършен анализ на годишното производство на електрическа енергия за период от 12 години, в размер на 3 203 349 MWh.

– Разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски, социалните разходи, разходите за горива, канцеларски материали, работно облекло, застраховки, безплатна предпазна храна са признати на ниво отчет 2017 г.

– Променливите разходи са коригирани до отчетените нива през 2017 г.

– Разходите за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ са коригирани от 31 066 хил. лв. на 15 760 хил. лв. Следва да се има предвид, че съгласно последните изменения в ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) през следващия регулаторен период отпада задължението на обществения доставчик да изкупува над 50% от изкупуваната до момента електрическа енергия, произведена от ВЕИ и над 90% от изкупуваната до момента електрическа енергия от производители с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Въпреки законовото задължение на обществения доставчик от 01.07.2018 г. до влизане в сила на договорите за премии или до изтичане на определеното от КЕВР нетно специфично производство да продължи да изкупува по преференциални цени електрическата енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, предвид подготвяната промяна в Правилата за търговия с електрическа енергия, съгласно която графиците към обществения доставчик следва да се подават до 11.00 ч., НЕК ЕАД ще има възможност да предложи делегираните излишъци в Д-1 на пазара „ден напред“. В тази връзка закупената електрическа енергия, свързана с използването на ПАВЕЦ в помпен режим в часовете с минимални товари за недопускане на делегиран излишък в Д-1, следва да намалее значително. Предвид

възможностите, които предлагат пазарите „ден напред“ и „в рамките на деня“, общественият доставчик следва да полага усилия за реализиране на тези излишъци на платформата на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД.

– Корекции по предложените стойности на регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала не са прилагани.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	2 933 091	3 203 349
2	Променливи разходи	хил. лв.	84 214	67 762
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	95 779	94 276
4	Възвръщаемост	хил. лв.	62 343	62 343
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	242 336	224 381
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	82,62	70,05

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, е изчислена в размер на 70,05 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 224 381 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 203 349 MWh.

IV. 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 разполагаемостта 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 4 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 – 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-15-2 от 25.04.2018 г., от „ТЕЦ Варна“ ЕАД. Използвана е и информация, постъпила с допълнително писмо с вх. № Е-13-77-3 от 28.03.2018 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители			
	Крайни снабдители, в т.ч.:	**MWh**	**12 431 685**
1	„ЧЕЗ Електро България“ АД	MWh	4 785 534
2	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	MWh	4 572 461
3	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	MWh	3 026 200
4	„ЕСП Златни пясъци“ ООД	MWh	47 490

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 33 501 348 MWh, от които 12 431 685 MWh за крайни клиенти на регулиран пазар.

Промените в структурата на потребление на електрическа енергия на регулирания пазар ограничават 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 тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, която не допуска определяне на разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

В таблицата по-долу са посочени производителите, подали заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия, респективно имащи намерение да сключват сделки за продажба на електрическа енергия на регулирания пазар, което от своя страна изисква да имат определена разполагаемост по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Предвид изискването на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ за тези производители са посочени и по-горе изчислените цени на електрическа енергия, съответно разликата

между тях и прогнозната пазарна цена:

	Производител	Пълна цена за енергия, лв./MWh	Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	54,00	70,00	-22,86%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	70,05	70,00	0,07%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	76,99	70,00	9,99%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	106,96	70,00	52,80%
5	„ТЕЦ Марица 3“ АД	156,18	70,00	123,11%
6	„ТЕЦ Варна“ ЕАД	176,31	70,00	151,87%

Видно от изготвената таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ ЕАД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 4 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. в размер на 70,00 лв./MWh, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с принципите по чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ. В тази връзка определянето на количества на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ ЕАД.

Предвид горните аргументи, следва да бъдат определени разполагаемост, съответно количества електрическа енергия за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, тъй като от една страна същите не попадат в обхвата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, а от друга за тях са приложими критериите по чл. 24, ал. 2 от ЗЕ за по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

Предвид обстоятелството, че количествата електрическа енергия, които общественият доставчик е задължен да изкупи по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ покриват потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и спецификата на товарите, които осигуряват, е обосновано да бъдат определени количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания, така и на организирания борсов пазар.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и за реализация на пазара по свободно договорени цени, са представени в таблицата по-долу:

№	Електрическа енергия по централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„Ей И Ес 3С – Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	2 209 550	946 950
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 593 886	4 134 497	459 389
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 566 804	1 175 103	391 701
4	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, над 4 MW	828 647	0	828 647
5	Топлофикационни и заводски централи, под 4 MW	143 953	115 162	28 791
6	**Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ**	**10 289 790**	**7 634 313**	**2 655 477**
7	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	1 927 000	1 927 000	0
8	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 203 349	1 003 199	2 200 151
9	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	1 867 173	0
10	**Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД**	**17 287 313**	**12 431 685**	**4 855 628**

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници над 4 MW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2017 г., като са взети предвид условията на § 68 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ. бр. 38 от 08.05.2018 г.).

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 периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. се:

Определя разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количествата електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители, както следва:

1. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която е длъжно да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 1 927 000 MWh;

2. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която е длъжно да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 1 867 173 MWh;

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД количество електрическа енергия, с което да участва в покриване на потреблението на крайните снабдители, съответно от:

3.1. водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 1 003 199 MWh;

3.2. „ЕЙ И ЕС 3С – Марица Изток 1“ ЕООД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 2 209 550 MWh;

3.3. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 4 134 497 MWh;

3.4. производители на електрическа енергия от възобновяеми източници под 4 MW, в т.ч. малки водноелектрически централи, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 1 175 103 MWh;

3.5. производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW (топлофикационни и заводски централи), съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 115

162 MWh.

4. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 431 685 MWh, от които:

– за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 785 534 MWh;

– за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 572 461 MWh;

– за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 3 026 200 MWh;

– за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 47 490 MWh.

Утвърждават цени на електрическата енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да се утвърждават такива цени на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ ЕАД. В тази връзка цените на производители на електрическа енергия са както следва:

– АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 54,00 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 802 575 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh.

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 76,99 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 619 234 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.

– НЕК ЕАД за електрическа енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 70,05 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 224 381 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 203 349 MWh.

V. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР, е в размер на 107,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. цена за задължения към обществото – 37,25 лв./MWh, без ДДС. В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД не е предложило конкретна стойност на цената, по която дружеството, в качеството си на обществен доставчик, ще продава електрическа енергия на крайните снабдители.

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 електроснабдителните, електроразпределителните дружества и ЕСО ЕАД, в размер на 12 431 685 MWh;

– количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще изкупува от производители на електрическа енергия от ВИ, са съгласно предоставените от дружествата прогнози, като е отразено и въвеждането на нови мощности. Новите мощности са на производители, присъединени само към електроразпределителните мрежи. При обвързване на покупките и продажбите на електрическа енергия са отразени количествата от ВЕИ, съответстващи на нетното специфично производство (НСП). Количества електрическа енергия над НСП са отразени само в месеца, в който ВЕИ достигат лимита си;

– 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 на нивото на определеното в Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. в размер на 3 100 527 MWh;

– количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 335 520 MWh за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители през зимните месеци от ноември до януари, когато потреблението на регулирания пазар е по-голямо;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са на ниво от задължителното минимално количество за изкупуване по условията на СИЕ;

– количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са на нивото на задължителните минимални количества за изкупуване по условията на СИЕ;

– 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-13-01-31 от 05.06.2018 г. и вх. № Е-13-01-32 от 12.06.2018 г. НЕК ЕАД е представило становища по доклада и по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., както следва:

1.1. По отношение на количествата електрическа енергия за реализация в страната

Дружеството счита прогнозата на потреблението на електрическата енергия за вътрешния пазар за надценена, тъй като не е отчетено обстоятелството, че през 2018 г. се отчита значителен спад на вътрешното потребление, който за петте месеца от началото на годината е 6,5%. По изчисленията на НЕК ЕАД, които се базират на отчета за последните четири години и съществуващата тенденция на намаление на продажбите в страната, прогнозните количества електрическа енергия възлизат на 33 174 087 MWh.

Комисията приема възражението за неоснователно. Възприетият от НЕК ЕАД подход за прогнозиране на количествата електрическа енергия за реализация в Р България като средна стойност от вътрешното потребление през последните четири години е неприложим. Този подход се използва при прогнозиране на производство на електрическа енергия от ВЕЦ, поради цикличността на смяната на дъждовни и сухи години. При потреблението на електрическа енергия обаче, следва да се отчете трендът през последните години, като се елиминират случайните и нетипични фактори, влияещи върху крайния резултат. При изготвяне на прогнозата са анализирани данните за вътрешното потребление през 2014 г., 2015 г., 2016 г. и 2017 г., като е установен устойчив тренд на годишно повишение с между 0,7% и 1,9%, като през 2017 г. поради необичайните метеорологични условия през месеците януари и февруари повишението е в размер на 3,6%. Последното не е взето предвид, като за 2017 г. и 2018 г. консервативно са приложени коефициенти на повишение от 0,4%. Във връзка с гореизложеното аргументът, че през 2018 г. се отчита значителен спад на вътрешното потребление, който за петте месеца от началото на годината е 6%, е неотносим, тъй като анализът се базира на увеличеното потребление спрямо 2016 г. (което за първите 5 месеца бележи ръст с 2,62%).

1.2. По отношение на количествата електрическа енергия, определени за реализация от обществения доставчик

НЕК ЕАД възразява срещу определените количества на обществения доставчик за реализация на свободния пазар с мотива, че толкова големи количества никога не са били реализирани през предходните регулаторни периоди. Посочва, че докато прогнозата за необходимата електрическа енергия за крайните снабдители и за технологични разходи е съобразена със заявлението на НЕК ЕАД, то количествата електрическа енергия, определени за свободния пазар, не са по заявлението, не са на база на анализи на изминали отчетни периоди, не са съобразени с тенденцията на намаление на продажбите, а са завишени с 1 047 354 MWh. Отбелязва, че съгласно отчета за изминалите 11 месеца при предложени от НЕК ЕАД на свободния пазар 3 533 GWh електрическа енергия са реализирани 1 433 GWh или едва 40% от предложените от дружеството количества.

Комисията приема възражението за неоснователно. Следва да се отбележи фактът, че дружеството е регистриран участник на борсовия пазар, където има възможност да реализира произведената и/или изкупената електрическа енергия, както и да изкупува

електрическа енергия от производители с разнообразен профил, която би могла да се миксира по начин, който да съответства на профила на потребление на свободния пазар. Последното се доказва от реализираните от НЕК ЕАД над 1 млн. MWh с период на доставка основно до края на м. ноември на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД. Освен това общественият доставчик е основен продавач на платформите „ден напред“ и „в рамките на деня“. Не следва да се пренебрегва и обстоятелството, че съгласно чл. 100, ал. 4 от ЗЕ от 01.07.2018 г. операторите на преносната и разпределителните мрежи следва да купуват електрическата енергия за покриване на технологичните разходи от борсовия пазар, което ще доведе до значително увеличение на търсенето. По отношение на твърдението, че НЕК ЕАД е успяло да реализира едва 40% от предложените на пазара количества през последните 11 месеца, Комисията счита, че това обстоятелство е изцяло в компетенциите на мениджмънта на дружеството и се дължи на предлаганите на пазара цени, които към дадения момент не са съответствали на търсенето.

1.3. По отношение на компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

НЕК ЕАД посочва, че при определянето на надценката за следващия регулаторен период не са отчетени два съществени фактора, повлияни от изменението на ЗЕ, а именно намалението на продажбите на обществения доставчик с 22% поради отпадане на задължението му да продава електрическа енергия за технологични разходи, както и намалението на средната покупна цена на електрическата енергия в резултат на ограничаване дела на изкупуваната от обществения доставчик електрическа енергия от ВИ и ВЕКП.

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 дружеството не е в състояние да генерира достатъчно парични средства за финансиране на дейността си. Според НЕК ЕАД през регулаторните периоди 2014-2015 г., 2015-2016 г. и 2016-2017 г. е натрупан недостиг за дейността „обществена доставка“ от 127 млн. лв. Предвид горното и за да се смекчат негативните последствия от намалените продажби на регулирания пазар и намалението на средната покупна цена, 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.

1.4. По отношение на цената на въглеродните емисии

НЕК ЕАД посочва, че разликата между отчетената среднопретеглена цена на емисиите за петте месеца на годината и тази, заложена в заявлението му, формира предопределена загуба от около 37 млн. лв. Според дружеството променените

обстоятелства през последните месеци налагат при окончателното формиране на цените на електрическата енергия да се отразят актуалните към момента цени на въглеродните емисии.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Във връзка с определяне на прогнозната цена на разходите за емисии CO_2 е извършен анализ на постигнатата среднопретеглена цена на квотите на EEX[17] (European Energy Exchange) за базисната 2017 г. в размер на 5,79 €/тон, както и динамиката на цените през първото тримесечие на 2018 г. През изминалата година ценовите нива на пазара са в диапазона от 4 €/тон до 8 €/тон, като на последния за 2017 г. търг постигната цена е в размер на 7,07 €/тон. През първото тримесечие на 2018 г. се наблюдава значително повишение на цените на пазара които варират от 7,79 €/тон до 12,37 €/тон, като среднопретеглената им стойност е в размер на 9,69 €/тон.

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и ръстът в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-а година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. В годишен аспект обаче, ако се използват историческите данни относно волатилността на цените, се очаква те да са в диапазона 8,40 €/тон – 13,60 €/тон. Предвид факта, че дружествата следва активно да управляват процеса по закупуване на емисии CO_2, купувайки през месеците с най-ниски цени за да минимизират разходите си, е икономически обосновано в променливите разходи на дружествата да се включат разходи, съответстващи на ниските нива на прогнозите. Пример за активно управление на разходите за CO_2 са именно „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, които предвиждат за периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г. среднопретеглена цена на пазара на квоти в размер на 8,91 €/тон[18].

1.5. По цената на електрическата енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД

НЕК ЕАД изразява несъгласие с непризнаването в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за извършената SO_2 и 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 по смисъла на чл. 20.2 от СИЕ представлява промяна в законодателството, която налага тези разходи да се отразят в цените, съставляващи общото плащане по смисъла на Приложение № V. По-нататък посочва, че съгласно т. 5.9.3 от лицензия № Л-001-01 от 06.02.2002 г. в случаите, когато се налага промяна на цената в съответствие с чл. 20.1 и/или чл. 20.2 от СИЕ, лицензиантът трябва да поиска от Комисията утвърждаване на тази промяна, каквото искане вече е направено още в началото на м. март 2018 г.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. В тази връзка освен аргументите, изложени по-горе в решението, 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.

1.6. 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

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

[18] Заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от НЕК ЕАД

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, който да отчита и натрупания тарифен дефицит от 1 700 млн. лв. НЕК ЕАД подчертава, че и през текущия регулаторен период продължава натрупването на тарифен дефицит, като за десетте месеца от юли 2017 г. до април 2018 г. са отчетени около 90 млн. лв. некомпенсирани разходи на обществения доставчик за изкупуване на електроенергия по чл.93а от ЗЕ, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото:

хил. лв.

1	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия по чл.93а от ЗЕ	1 291 264
2	Приходи от Фонд „СЕС“ за намаление на цената за задължения към обществото	-207 580
3	Некомпенсирани разходи на ОД, които следва да се покрият от цена за задължения към обществото	1 083 684
4	Приходи от цена за задължения към обществото	993 426
5	Некомпенсирани разходи	90 258

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. В резултат на по-малкото изкупени количества електрическа енергия от комбинирано производство спрямо включените в цената за задължения към обществото, както и на по-високото от прогнозираното потребление, НЕК ЕАД е надвзела допълнителен приход, който напълно покрива претенциите на дружеството за компенсации, 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. Неотразяването на това обстоятелство представлява нарушение на принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ.

Твърдението на НЕК ЕАД относно размера на натрупания през текущия регулаторен период тарифен дефицит е необективно. След проверка на данните е видно, че „некомпенсираните разходи в размер на около 90 млн. лв.“ се дължат на отстъпката от цената за задължения към обществото съгласно ННТРЕВИ, за която обаче общественият доставчик е компенсиран от ФСЕС. Последното обстоятелство не е отразено в представената във възражението и описана по-горе справка.

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 пет 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;

– 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“.

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.1.6.), в т.ч. приходи от свободен пазар (напр. част от непризнатите разходи, свързани със сключените СИЕ).

2. Средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик („Миксова цена“)

Поради свиване на дела на регулирания пазар, отпадане на задължението на обществения доставчик да продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните дружества за покриване на технологични разходи и предвид задълженията на НЕК ЕАД да изкупува произведената електрическа енергия от възобновяеми източници от производители с инсталирана мощност под 4 MW, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от производители с инсталирана мощност под 4 MW и по СИЕ, както и поради факта, че тази енергия почти напълно покрива количествата електрическа енергия, заявени за продажба от крайните снабдители, е обосновано за следващия ценови период да се определят количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания пазар, така и на пазара по свободно договорени цени. Следва да се има предвид, че и към момента дружеството продава електрическа енергия от горните производители на свободния пазар и на балансиращия пазар.

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 12 431 685 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;

– 4 855 628 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	1 927 000	104 058	54,00
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	143 754	76,99
3	Производители в състава на НЕК ЕАД	1 003 199	70 274	70,05
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 209 550	393 471	178,08
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 134 497	475 868	115,10
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW	115 162	19 966	173,37
7	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 175 103	370 518	315,31

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
8	**Средна покупна цена на обществения доставчик**	**12 431 685**	**1 577 908**	**126,93**

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.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2017 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. 38 от 08.05.2018 г. и с Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР.

3. Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Надценката е запазена на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР, в размер на 2,29% от средната покупна цена за енергия на обществения доставчик – 2,91 лв./MWh.

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

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

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	Производители в състава на НЕК ЕАД	1 003 199	70 274	70,05
2	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	1 927 000	104 058	54,00
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	143 754	76,99
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 209 550	154 669	70,00
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 134 497	289 415	70,00
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW	115 162	8 136	70,65
7	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 175 103	85 030	72,36
8	Общо количество електрическа енергия, необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 431 685	855 336	68,80
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			2,91
10	**Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава**			**71,71**

	електрическа енергия на крайните снабдители (р.8+р.9)	

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 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.

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-13-41-33 от 30.03.2018 г. и заявление с вх. № Е-13-41-34 от 30.03.2018 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-41-33 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени ЕСО ЕАД е предложило цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 11,05 лв./MWh, без ДДС, и цена за достъп до електропреносната мрежа от 1,62 лв./MWh, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-41-34 от 30.03.2018 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-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа	1,09	1,62	**48,62%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	8,15	11,05	**35,58%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	6,68	3,02	**- 54,79%**

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 33 080 000 MWh и за износ съответно 6 000 000 MWh. Общото количество, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 39 080 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната и за износ, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 27 472 хил. лв., в т.ч.:

– разходи за заплати (възнаграждения) – 9 526 хил. лв.;
– разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 5 049 хил. лв.;
– разходи за амортизации – 5 533 хил. лв.;
– разходи за ремонт и поддръжка – 829 хил. лв.;
– разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 6 536 хил. лв.;

1.1.3. Разходи за студен резерв – 56 940 хил. лв., във връзка със заповед № Е-РД-16-124 от 23.03.2018 г. на министъра на енергетиката, с която е утвърдена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. средногодишна стойност на студения резерв от 650 MW, което представлява повишение със 150 MW (13 140 хил. лв.), спрямо предходния регулаторен период;

1.1.4. Разходи за резерв за услуги – 17 520 хил. лв. (200 MW средногодишно);

1.1.5. Регулаторна база на активите – 37 693 хил. лв.;

1.1.6. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

1.1.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 40 000 хил. лв.

1.2. 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:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 39 080 000 MWh;

1.2.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 281 688 хил. лв., в т.ч.:

– разходи за заплати (възнаграждения) – 79 711 хил. лв.;
– разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 42 247 хил. лв.;
– разходи за амортизации – 92 497 хил. лв.;
– разходи за ремонт и поддръжка – 25 388 хил. лв.;
– разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 41 844 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 94 354 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по цените, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР;

1.2.4. Регулаторна база на активите – 1 973 020 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 – 35 443 хил. лв.;

1.2.5. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

1.2.6. Приходи от реактивна енергия – 10 000 хил. лв.

1.3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв – 8 760 хил. лв.;

1.3.2. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

1.3.3. Регулаторна база на активите – 1 095 хил. лв.;

1.3.4. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ – 2 915 000 MWh.

2. Становище на ЕСО ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-41-62 от 01.06.2018 г. ЕСО ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа

Дружеството възразява срещу извършената корекция, въз основа на която условно-постоянните разходи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, се намаляват с 5 428 хил. лв. В тази връзка са посочени следните аргументи:

– Разходите за заплати, социални осигуровки и социални разходи представляват задължение на ЕСО ЕАД по силата на подписан КТД с всички синдикални организации в отрасъл „Енергетика“, както и отчитат нарастването на минималната работна заплата за страната;

– Разходите за ремонт, профилактика и поддръжка са определени на база разработени и утвърдени в дружеството ремонтна програма и програма за профилактика и поддръжка на електропреносната мрежа за 2018 г., одобрени от управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 30 от 14.12.2017 г.;

– Разходите за горива, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, вода и отопление и охрана на труда са пряко свързани с дейността на оператора;

– Разходите за обучение и квалификация и разходите за командировки са свързани с реализиране на инвестиционни проекти, за които обучението на специалистите е задължителна част от изграждането и правилното функциониране на обектите;

– Разходите за информационни услуги имат за цел да следят развитието на информационните технологии за повишаване ефективността на гарантиране и управление на електроенергийната система;

– Разходите за членски внос са увеличени поради факта, че през 2018 г. дружеството дължи по-висок членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), както и във връзка с членството на ЕСО ЕАД в работни групи по проекти IGCC, PICASSO, MARI\ TERRRE съгласно изискване на Регламент № 2017/2195 от 23.11.2017 на Европейския парламент и на Съвета.

– Разходите за делегации и международни прояви, безплатна предпазна храна и стипендии от една страна са признати разходи в сега действащата цена за достъп и от друга не са елемент на разходите, включени в чл. 11, ал. 2 от НРЦЕЕ;

– Разходите за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите са по-високи предвид очаквания ръст на износа, което ще доведе до по-високи компенсации по ITC Механизма, както и поради включването на сумата в размер на 30 052,61 €, дължима от страна на ЕСО ЕАД във връзка с преизчисленията за всички държави по ITC Механизма относно възникнал казус при прилагане на ITC Споразумението със Svenska Kraftnät (Швеция) и становището на КЕВР, че тези разходи трябва да бъдат предявени от ЕСО ЕАД със заявлението за утвърждаване на цени.

Дружеството не е съгласно с увеличението на размера на приходите от предоставяне на преносна способност по междусистемните електропроводи за поевтиняване на цената за достъп, като в тази връзка отново посочва, че очаква те да са в размер на 40 000 хил. лв. Според ЕСО ЕАД тази сума съставлява 97,1% от очакваните общо приходи от трансгранична преносна способност, докато останалите 2,9% от ще бъдат използвани за поддържане или увеличаване на междусистемните капацитети чрез мрежови инвестиции, по-специално в нови междусистемни електропроводи. ЕСО ЕАД възнамерява да използва тези приходи за постигане на целите по чл. 16, § 6 от Регламент (ЕО) № 714 от 2009 г. на Европейския парламент и на Съвета. Отбелязва също, че съгласно Предложение за Регламент на Европейския парламент и на Съвета относно вътрешния пазар на електроенергия от 20 декември 2017 г. (док. 15879/17, COD

2016/0379), чл. 17, § 2: „Всички приходи от разпределението на междусистемен капацитет се използват за следните цели: а) гарантиране на действителната наличност на разпределения капацитет, включително обезщетение за гарантираност; б) поддържане или увеличаване на междусистемните капацитети чрез мрежови инвестиции, по-специално в нови междусистемни електропроводи и вътрешни електропроводи, които са изброени в десетгодишния план за развитие на мрежата на ЕМОПС за електроенергия, като имащи значение за намаляване на претоварването на електропроводите“.

ЕСО ЕАД изразява несъгласие с аргументите за увеличение с 945 348 MWh на количеството електрическа енергия за износ. В тази връзка посочва, че направените прогнози относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната и за износ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., върху което се начисляват цените за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, са разработени по следния начин:

– Данните за брутното електропотребление от предходните години се нормализират към нормални месечни температури, при което се определя среден тренд на изменение в % и се прогнозира брутното електропотребление за периода;

– На база съгласуваната ремонтна програма на централите за 2018 г., средната им аварийност, ангажираните диапазони за допълнителни услуги, средния коефициент на натоварване в сезонен и денонощен разрез, както и прогнозната работа на ПАВЕЦ в помпен режим (ползвайки тренда от последните години), се определят прогнозното брутно електропроизводство, респ. възможностите/прогнозата за износ (изключвайки прогнозното електропроизводство от ВЕИ), отчитайки че цените на произведената електроенергия в България са конкурентни за региона. Разликата с 2017 г. по отношение на износа се дължи на ограничаването му през месеците януари и февруари вследствие екстремните зимни температури, които обаче не са релевантни като база за прогнозирането, което се извършва при нормални метеорологични условия (на този етап от развитието на метеорологията липсват прогнози с приемлива достоверност над 3 дни). Поради изложеното, прогнозният износ за 2018 г. е близък до реализирания през 2016 г., а не до този от 2017 г.;

– Тъй като горната точка касае брутното електропроизводство, т.е. включва прогнозиран износ, собствени нужди, загуби в преносната мрежа и ПАВЕЦ в помпен режим, то на база съгласуваната ремонтна програма на централите за 2018 г., средната им аварийност, ангажираните диапазони за допълнителни услуги, средния коефициент на натоварване в сезонен и денонощен разрез се извършва привеждане към нетно електропроизводство, отчитайки изменението на собствените нужди;

– Към прогнозното нетно електропроизводство се прилага коефициент от 2,31% за технологични разходи по преноса;

– От прогнозното нетно електропроизводство са извадени прогнозните разходи по преноса, прогнозният износ и прогнозната работа на ПАВЕЦ в помпен режим, при което се получава прогнозното вътрешно електропотребление, върху което се начисляват цените достъп и пренос.

Дружеството намира за необосновано намалението на нормата на възвръщаемост на капитала от 3,33% на 3%.

По отношение на цената за пренос през електропреносната мрежа

ЕСО ЕАД счита, че извършената корекция на разходите за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по пренос нарушава принципите, заложени в чл. 31, т. 1 от ЗЕ – цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, с мотива, че определената му прогнозна пазарна цена е с 5,1% по-ниска от тази на електроразпределителните дружества. В тази връзка изтъква, че типът на мрежата е определящ само и единствено по отношение на количеството електрическа енергия, необходима за покриване на технологичните разходи по пренос, но

не и по отношение на цената, по която се закупува тази електрическа енергия, което се потвърждава и от факта, че към настоящия момент съгласно действащата нормативна уредба, енергията за покриване на технологичните разходи по пренос се заплаща по една и съща цена от всички оператори на мрежи. Предвид изложеното настоява операторите на мрежи да бъдат обединени в една и съща група, към която да бъдат приложими едни и същи групови коефициенти, водещи до определянето на една и съща прогнозна пазарна цена за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по преноса. В допълнение отбелязва, че корекцията е извършена без да е увеличено количеството електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по пренос предвид по-високото количество електрическа енергия за износ.

Дружеството изразява несъгласие с намалението с 40 488 хил. лв. на условно-постоянните разходи, формиращи цената за пренос, със следните мотиви:

– По отношение разходите за амортизации е приложен подходът, който е използвал КЕВР при утвърждаването на сега действащата цена за пренос, а именно разходите за амортизации да са на нивото на необходимите средства, които следва да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период;

– Разходите за заплати, социални осигуровки и социални разходи представляват задължение на ЕСО ЕАД по силата на подписан КТД с всички синдикални организации в отрасъл „Енергетика“, както и отчитат нарастването на минималната работна заплата за страната;

– Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработени и утвърдени в дружеството ремонтна програма и програма за профилактика и поддръжка на електропреносната мрежа за 2018 г., одобрени от УС на ЕСО ЕАД с Протокол № 30 от 14.12.2017 г.;

– Разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, други външни услуги и данъци, удържани по ЗКПО, са пряко свързани с дейността на оператора;

– Разходите за работно облекло са съобразени с изискванията на действащия в дружеството КТД, Приложение „Списък на работници и служители, имащи право на работно облекло, вид на работното облекло и срок за неговото износване“ и отчитат обстоятелството, че през 2018 г. на работниците и служителите от дружеството се полагат едновременно зимно и лятно работно облекло;

– Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са съобразени с увеличението на минималната работна заплата за страната от 460 лв. на 510 лв., считано от 01.01.2018 г., тъй като действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите са обвързани с минималната работна заплата на брой охранител;

– Разходите за командировки, обучение и квалификация са свързани с реализиране на инвестиционни проекти, за които обучението на специалистите е задължителна част от изграждането и правилното функциониране на обектите;

– Разходите за информационни услуги са прогнозирани във връзка с изпълнение на една от значимите цели на дружеството за внедряване на нови информационни технологии с цел оптимизиране на присъщите разходи, включващи поддържане на GPS контрол на моторните превозни средства, IP свързаност с подрайоните на мрежовите експлоатационни райони и абонаментна поддръжка на SAP лицензии;

– Разходите за достъп до чужди съоръжения са увеличени във връзка с новата по-висока стойност на активите на „Мини Марица изток“ ЕАД, на база на които се определя годишната цена за достъп през техните съоръжения, поради извършени ремонт и реконструкция на подстанции „Изток“ и „Георги Михайлов“, и монтирана оптика на електропроводи „Ковачево“, „База“ и „Сотиров“, както и във връзка с получено в ЕСО ЕАД искане от ВМВ Метал за увеличение стойността на активите, участващи в преноса и доставката на електрическа енергия до трети лица, по направена експертна оценка;

– Разходите за безплатна предпазна храна са обвързани с промяната на

минималната работна заплата в страната;

– Разходите за наука са предвидени на база план на ЕСО ЕАД за научно-приложни изследвания, които имат за цел да следят развитието на информационните технологии за повишаване ефективността на гарантиране и управление на електроенергийната система;

– Разходите за представителни цели за делегации, съвещания и международни прояви са признати разходи в сега действащата цена за достъп и не са елемент на разходите, включени в чл. 11, ал. 2 от НРЦЕЕ.

ЕСО ЕАД възразява срещу увеличението с 945 348 MWh на количеството електрическа енергия за износ, като препраща към аргументите си, изложени по-горе.

Дружеството не е съгласно с увеличението на приходите от реактивна енергия, като отново обръща внимание, че заявеното ниво на тези приходи е съобразено с:

– Предвидените в НРЦЕЕ санкции за ползвателите на мрежата и електроразпределителните дружества, които работят с нисък cos φ, които ги принуждават да си монтират съответните компенсиращи устройства;

– Променения алгоритъм за изчисляване на използваната/отдадената реактивна енергия;

– Отчетения средномесечен приход за периода май 2017 – април 2018 г. в размер на 1115 хил. лв.

По отношение на регулаторната база на активите дружеството счита, че без мотиви и в нарушение на НРЦЕЕ не е призната балансовата стойност на ДНМА, пряко свързани с дейността по лицензията, в размер на 3 708 хил. лв.

Според ЕСО ЕАД НОК е преизчислен на стойност 30 772 хил. лв., което означава, че утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност са намалени с 20 000 хил. лв., за които няма никаква икономическа логика и обосновка.

Дружеството намира за необосновано намалението на нормата на възвръщаемост на капитала от 3,33% на 3%, като препраща към изложените по-горе мотиви.

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 за основателни възраженията относно балансовата стойност на ДНМА и стойността на необходимия оборотен капитал, както и относно 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, като извършените корекции са отразени по-долу в решението.

Останалите възражения Комисията приема за неоснователни. По отношение на условно-постоянните разходи и разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, приложимият спрямо ЕСО ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с

отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява икономическата обоснованост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на дружеството. В тази връзка корекциите са извършени до отчетените нива на съответната група разходи през базисната година. Допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от допълнителните приходи на дружеството, както и от оптимизации на разходи. Необосновани са поисканите увеличения на условно-постоянните разходи на дружеството, тъй като при сравнение на условно-постоянните разходи на операторите на преносни мрежи от региона е видно, че тези на ЕСО ЕАД са значително по-високи от тези на останалите оператори, без дори да се отчита фактът, че в някои страни (напр. Гърция) нивата на работните заплати са по-високи от тези в България.

Относно размера на приходите от предоставяне на преносна способност по междусистемните електропроводи за поевтиняване на цената за достъп, Комисията счита, че представената от ЕСО ЕАД прогноза е силно занижена. Към настоящия момент интересът на търговците към износ на електрическа енергия е изключително засилен, поради разликите в цените на форуърдните продукти на БНЕБ ЕАД и регионалните борси, като цените на месечните капацитети са в пъти по-високи спрямо предходната година (за м. юли 2018 г. на граница България – Гърция е постигната цена от 15,27 €/MWh при 7,72 €/MWh през м. юли 2017 г., а на България – Сърбия 13,06 €/MWh при 3,57 €/MWh през м. юли 2017 г.).

По отношение на прогнозата за износ на електрическа енергия са относими горните аргументи. Следва да се има предвид, че въпреки сравнително ниските цени в региона през първото тримесечие, износът за периода януари – май 2018 г. бележи ръст с около 4% спрямо 2016 г. и с около 22% спрямо 2017 г.

Комисията счита за неоснователно твърдението на ЕСО ЕАД, че в нарушение на регламентирания в чл. 31, т. 1 от ЗЕ принцип на дружеството е определена прогнозна пазарна цена с 5,1% по-ниска от тази на електроразпределителните дружества. Цената е определена съгласно разпоредбите на Раздел IIIа от НРЦЕЕ, въз основа на предоставените от ЕСО ЕАД с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. отчетни данни относно валидираните графици през 2017 г., като същите са използвани за определяне на цените на електроразпределителните дружества. Следва да се отбележи, че разликите се дължат на товаровия профил на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на преносната мрежа, в който влизат и непланираните обмени със съседните оператори, който не съвпада с тези на разпределителните мрежи, като логично този факт води и до разлика в цената.

По отношение на приходите от реактивна енергия следва да се отбележи, че изложените от дружеството аргументи са ирелевантни по отношение на утвърдените в настоящото административно производство необходими годишни приходи и цени, които ще бъдат прилагани през регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., през който са в сила разпоредбите на НРЦЕЕ.

3. Ценообразуващи елементи

3.1. Цена за достъп до 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 39 080 000 MWh на 40 025 348 MWh. Прогнозата на дружеството за износа на електрическа енергия с произход България е необоснована и подценена с оглед повишаващите се цени в съседните пазарни зони и обстоятелството, че като резултат от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ. бр. 38 от 08.05.2018 г.)

значително количество електрическа енергия ще се търгува на борсовия пазар. Към настоящия момент на унгарската борса HUDEX цените на фючърсите за 2019 г. бележат значителен ръст, което увеличава интереса на износителите към електрическата енергия с произход България. В потвърждение на този извод е фактът, че последните сделки на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД (описани в т. I) за 2 191 024 MWh са сключени между „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и основно търговци на електрическа енергия за експорт.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 27 472 хил. лв. на 22 044 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, обучение и квалификация, членски внос са запазени на ниво отчет през базисната година. От структурата на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са изключени заявените разходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите, тъй като срещу този разход операторът получава и приходи, които го компенсират. Не са признати разходите за безплатна храна, делегации и международни прояви и стипендии. Извършена е и корекция на предложените от дружеството приходи от продажба на преносна способност (капацитети) в съответствие с отчетените през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ НОК е преизчислен на 11 371 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. В тази връзка стойността на РБА е в размер на 37 217 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

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-16-124 от 23.03.2018 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, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	Разходи за студен резерв	хил. лв.	56 940	56 940
2	Разходи за резерв за услуги	хил. лв.	17 520	17 520
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	27 472	22 044
4	Възвръщаемост	хил. лв.	1 256	1 117
5	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-40 000	-42 000
6	Необходими приходи за достъп до електропреносната мрежа	хил. лв.	63 188	55 621
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	39 080 000	40 025 348
8	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**1,62**	**1,39**

2.2. 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 39 080 000 MWh на 40 025 348 MWh, във връзка с изложеното в т. 2.1.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 281 688 хил. лв. на 224 340 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за ремонт и поддръжка, разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, 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 са извадени от структурата на разходите, а разходите за безплатна храна са включени на ниво отчет 2016 г. Разходите за амортизации са преизчислени от 92 497 хил. лв. на 53 770 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 33 352 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 1 258 328 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

Приходите от реактивна енергия са запазени на нивото, включено в Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г., тъй като отчетните данни за базисната година не кореспондират с реалната стойност на тези приходи през следващия регулаторен период, предвид влизането в сила на НРЦЕЕ на 24.03.2017 г.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 73,13 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.	281 688	224 340
2	Възвръщаемост	хил. лв.	65 767	37 750
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	94 354	96 255
4	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	MWh	876 000	876 000
5	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-10 000	-20 000
6	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	431 809	338 345
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	39 080 000	40 025 348

8	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**11,05**	**8,45**

2.3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от ВИ, ползващи преференциални цени, с оглед на което те също дължат цена за достъп до мрежата.

По силата на чл. 104 от ЗЕ ползвателите на съответната мрежа уреждат чрез сделка взаимоотношенията си с преносното и/или разпределителното предприятие за ползване на мрежите и за преноса на количествата електрическа енергия, постъпили в мрежата или потребени от мрежата.

Съгласно разпоредбата на чл. 84, ал. 2 от ЗЕ производителите на електрическа енергия са длъжни да сключат договори за достъп с оператора на електропреносната мрежа, в които се уреждат правата и задълженията на страните във връзка с диспечирането, предоставянето на студен резерв и допълнителни услуги, които договори са условие за изпълнение на договорите за продажба на електрическа енергия. Доколкото договорът обхваща условията по диспечирането, а от друга страна разходите за него се покриват от цената за достъп, то последната представлява едно от условията на договора за достъп.

Съгласно чл. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12 и чл. 29 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на ЕЕС и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от ВИ.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, при спазване на принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, включително и на принципа на справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, студен резерв и за технологични разходи, върху ползвателите на преносната мрежа и при отчитане на дела и характера на производство на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непринудени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на преносната мрежа.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е трудно предвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия.

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД наблюдава и управлява във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии и на колебания в електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от ВЕЦ и от централи, произвеждащи

електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за спирания и пускания, както и на тези за резерв на допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ENTSO-E.

В цената за достъп на ЕСО ЕАД по т. 2.1. 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.

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**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв	хил. лв.	8760	8 760
2	Възвръщаемост	хил. лв.	36	33
3	Необходими приходи	хил. лв.	8 796	8 793
4	Прогнозни количества	MWh	2 915 000	2 915 000
5	**Цена за достъп**	**лв./MWh**	**3,02**	**3,02**

Във връзка с гореизложеното, цените на ЕСО ЕАД са както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,39 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 55 621 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 338 345 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

3. 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, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 3,02 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 8 793 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 915 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Север“ АД. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, в качеството си на оператор на електроразпределителна мрежа, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД е постъпило писмо с вх. № Е-13-09-8 от 02.04.2018 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

1. Приложим метод за регулиране

За дружествата, получили лицензия за дейността „разпределение на електрическа енергия“, Комисията с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. е утвърдила, считано от 01.08.2015 г., приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ и регулаторен период с продължителност 3 години, който изтича на 30.06.2018 г. В тази връзка за тези дружества Комисията съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ следва да определи приложимия метод за регулиране за следващия регулаторен период, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ.

По отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, от 2005 г. КЕВР прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“, като цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи са утвърждавани при регулаторни периоди с продължителност, както следва: тригодишен (2005-2008 г.), петгодишен (2008-2013 г.), двугодишен (2013–2015 г.) и тригодишен (2015-2018 г.).

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен

регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Регулаторната практика в Европа показва, че с оглед спецификата на дейността „разпределение на електрическа енергия“ най-подходящият метод за регулиране на цените за достъп и за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи е методът „горна граница на приходи“. При този метод на регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от регулатора целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели за качество и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията, качество на обслужването през предходната година и с отчетените инвестиции. Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение само с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

При отчитане на горните аргументи, с оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране и предвид принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ е обосновано по отношение електроразпределителните дружества да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. В тази връзка при определяне на продължителността на следващия регулаторен период на тези дружества следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за електроразпределителните дружества и за крайните клиенти. От друга страна, по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол върху електроразпределителните дружества по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, както и да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа и показателите за качество, изменението на потреблението на електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

С оглед гореизложеното е обосновано следващият регулаторен период за електроразпределителните дружества да бъде с продължителност 3 години. По този начин се балансират стимулите на електроразпределителните дружества и рисковете, произтичащи от по-продължителен регулаторен период, както за дружествата, така и за крайните клиенти.

2. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ е проведен регулаторен

преглед, въз основа на който да бъдат утвърдени цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата 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.

След анализ на постигнатите резултати от електроразпределителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 2017 г. – 2018 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи за първия ценови период от новия регулаторен период да бъде приложен единен подход, както следва:

2.1. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“

Предложените от дружествата разходи в тази група са признати на ниво отчет от базисната година. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в регулаторната база на активите, както и в амортизационните разходи са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което ще доведе до намаляване на оперативните им разходи.

2.2. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г., Комисията е приела допустими нива на технологичните разходи за четвъртия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
- „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 8%;
- „Електроразпределение Север“ АД – 9%;
- „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

При определянето на пределните стойности на технологичните разходи, Комисията анализира статистическа информация за технологичните разходи на всяко енергийно дружество и тенденцията за намаляването им, като се взема предвид размерът на инвестициите, направени за намаляване на технологичния разход. Отчитат се и възможностите за намаляване на технологичните разходи в резултат на реализиране на одобрените от Комисията инвестиции за всяко енергийно предприятие.

Отчетните данни за технологичните разходи по преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за четвъртия регулаторен период са представени от електроразпределителните дружества и са следните:

Дружество	Базисна година 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Изменение начало край на рег. период
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	11,59%	11,69%	11,53%	10,35%	- 1,24%
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	10,12%	9,47%	8,72%	8,02%	- 2,10%
„Електроразпределение Север“ АД	13,08%	12,08%	11,03%	10,02%	- 3,06%

За регулаторния период 2015 г. – 2017 г. дружествата отчитат намаление на технологичните разходи спрямо базисната 2014 г., както следва: „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с 1,24%; „Електроразпределение Юг“ ЕАД с 2,10%; „Електроразпределение Север“ АД с 3,06%.

Следва да се отбележи, че отчетните данни за технологичните разходи по преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за четвъртия регулаторен период се изчисляват на база на реално измерените и изчислени количества електрическа енергия, за които дружествата заплащат цена за задължения към обществото. В тази връзка представените от „Електроразпределение Юг“ ЕАД със заявление с вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г. изчисления са некоректни. При калкулациите на процента технологичен разход дружеството не е използвало данните за реално измерените и изчислени количества електрическа енергия, а за закупените количества от обществения доставчик, включващи и небаланси, в резултат на което е отчело пред Комисията технологичен разход в размер на 8,51%. Същият процент технологичен разход е представен в Комисията и с писмо с вх. № Е-13-262-8 от 06.02.2018 г. След преизчисление на постигнатия процент технологичен разход въз основа на количествата електрическа енергия, за които „Електроразпределение Юг“ ЕАД е заплатило цена за задължения към обществото се установи, че реално постигнатият от дружеството технологичен разход е в размер на 8,018%.

Електроразпределителните дружества са представили отчети за изпълнението на инвестиционните си програми за 2015 г., 2016 г. 2017 г., както и данни за инвестираните средства за намаляване на технологичните разходи, обобщени както следва:

Дружество	2015			2016			2017		
	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. р-д	Инвестиции за измервателни уреди	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. р-д	Инвестиции за измервателни уреди	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. р-д	Инвестиции за измервателни уреди
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	67 771	12 995	10 166	89 253	20 181	11 232	130 691	13 838	7 274
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	80 546	3 507	17 220	110 251	39 130	32 486	78 832	27 637	24 783
„Електроразпределение Север“ АД	17 655	1 467	12 996	23 524	2 486	14 211	32 799	1 061	15 846

Направените инвестиции за четвъртия регулаторен период са:

– „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – в размер на 287 715 хил. лв., от които 47 013 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 28 672 хил. лв. в измервателни уреди;

– „Електроразпределение Юг“ ЕАД – в размер на 269 630 хил. лв., от които 70 273 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 74 490 хил. лв. в измервателни уреди;

– „Електроразпределение Север“ АД – в размер на 73 977 хил. лв., от които 5 014 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 43 053 хил. лв. в измервателни уреди.

Средногодишните инвестиции за четвъртия регулаторен период са представени в

таблицата по-долу:

Дружество	Средногодишни общи инвестиции	Средногодишни инвестиции за намаляване на техн. р-д	Средногодишни инвестиции за измервателни уреди	Съотношение на инвестициите за намаляване на техн. р-д и общите инвестиции	Съотношение на инвестициите за измервателни уреди и общите инвестиции
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	95 905	15 671	9 557	16,34%	9,97%
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	89 877	23 424	24 830	26,06%	27,63%
„Електроразпределение Север“ АД	24 659	1 671	14 351	6,78%	58,20%

Средногодишно за предходния период дружествата са инвестирали средства от общия размер на предвидените инвестиции, както следва: „ЧЕЗ Разпределение България“ АД в размер на 16,34% за намаляване на технологичния разход и 9,97% в измервателни уреди; „Електроразпределение Юг“ ЕАД в размер на 26,06% за намаляване на технологичния разход и 27,63% в измервателни уреди; „Електроразпределение Север“ АД в размер на 6,78% за намаляване на технологичния разход и 58,20% в измервателни уреди.

За регулаторния период 2019 г. – 2021 г. дружествата предвиждат в регулаторната база на активите да бъдат включени инвестиции, които средногодишно за периода са в размер на: за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 25 749 хил. лв. (41,60%) за намаляване на технологичния разход и 25 749 хил. лв. (27,74%) за измервателни уреди; за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 6 962 хил. лв. (7,75%) за намаляване на технологичния разход и 14 866 хил. лв. (16,54%) за измервателни уреди; за „Електроразпределение Север“ АД – 14 181 хил. лв. (31,51%) за намаляване на технологичния разход и 13 977 хил. лв. (31,06%) за измервателни уреди.

При извършения преглед на отчетените данни се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на електроразпределителните дружества за четвърти регулаторен период. Признаването на по-висок размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за пети регулаторен период ще отнеме стимулите на мрежовите оператори за тяхното по-нататъшно оптимизиране, което от своя страна ще доведе до необосновано завишаване на разходите на дружествата, които се включват в цените за крайните клиенти. Отговорността за по-високите отчетени технологични разходи по преноса, в сравнение с утвърдените такива през предходния регулаторен период, е на самите електроразпределителни предприятия, поради което е обосновано те да са за тяхна сметка, а не да се начисляват в цените, които се заплащат от крайните клиенти.

Предвид намеренията на дружествата да продължат да инвестират с цел намаляване на технологичния разход е обосновано да се приеме, че в резултат на вложените средства размерът на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи през следващия регулаторен период ще продължи да се понижава, като утвърдените пределни стойности за четвъртия регулаторен период са достижими и следва да бъдат запазени. Този извод се потвърждава от експертно становище с вх. № Е-12-00-1201 от 18.12.2013 г. на Научно-техническия съюз на енергетиците в България. Допълнителен аргумент за запазване на технологичните разходи на нивото, утвърдено за четвъртия регулаторен период, е и обстоятелството, че „Електроразпределение Юг“ ЕАД вече го е постигнало, отчитайки 8,018% технологичен разход за 2017 г.

Във връзка с гореизложеното нивата на признатите технологични разходи на електроразпределителните дружества за пети регулаторен период следва да бъдат запазени, както следва:

- за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
- за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 8%;
- за „Електроразпределение Север“ АД – 9%;

– за „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за ценовия 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.

2.3. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за петия регулаторен период са определени по следната формула:

$$АМ = (АМ_1+АМ_2+АМ_3)/3 – АМ_ф + (2,5*АМ_{И1}+1,5*АМ_{И2}+0,5*АМ_{И3})/3,$$

където:

АМ – средни разходи за амортизации през петия регулаторен период;

$АМ_1$, $АМ_2$, $АМ_3$ – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$АМ_ф$ – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$АМ_{И1}$, $АМ_{И2}$, $АМ_{И3}$ – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на петия регулаторен период, като $АМ_1$, $АМ_2$ и $АМ_3$ отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2018 г., 2019 г. и 2020 г. При изчисленията на разходите за амортизации на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Следва да се отбележи, че изчисленията са направени върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4. Регулаторна база на активите

Съгласно разпоредбата на чл. 14 от НРЦЕЕ регулаторната база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва следните елементи:

$$РБА = А - Ф - АМ + ОК + И,$$

където:

РБА е регулаторната база на активите;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

ОК – необходимият оборотен капитал;

И – размерът на инвестициите, одобрени от Комисията.

2.4.1. Балансова стойност на съществуващите активи

Балансовата стойност на съществуващите активи за петия регулаторен период е определена като елемент от формулата за РБА, а именно:

$А_Б = А - Ф – АМ$,

където:

$А_Б$ – средната балансовата стойност на съществуващите активи за петия регулаторен период;

$А$ – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

$Ф$ – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

$АМ$ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод.

С оглед коректната калкулация на стойността на активите, върху които електроразпределителните дружества ще реализират възвръщаемост през петия регулаторен период, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2018 г., 2019 г. и 2020 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружествата към 31.12.2017 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от петия регулаторен период. В таблицата по-долу са представени стойностите на амортизациите, с които се намалява балансовата стойност на активите за базисната година по ценови периоди:

	I ценови период	II ценови период	III ценови период	Средно за регулаторния период
2018 г.	$АМ_1-АМ_Ф$	$АМ_1-АМ_Ф$	$АМ_1-АМ_Ф$	$АМ_1-АМ_Ф$
2019 г.		$АМ_2-АМ_Ф$	$АМ_2-АМ_Ф$	$(АМ_2-АМ_Ф)*2/3$
2020 г.			$АМ_3-АМ_Ф$	$(АМ_3-АМ_Ф)/3$
ОБЩО	$АМ_1-АМ_Ф$	$АМ_1+АМ_2-2*АМ_Ф$	$АМ_1+АМ_2+АМ_3-2*АМ_Ф$	$\mathbf{(3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМ_Ф)/3}$

В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по следната формула, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

$АМ = АМ_Б + (3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМ_Ф)/3$,

където:

$АМ_Б$ – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

$АМ_1, АМ_2, АМ_3$ – разходите за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$АМ_ф$ – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4.2. Среден номинален размер на инвестициите

Средният номинален размер на инвестициите е изчислен съгласно т. 28 от приетите с решение по Протокол № 41 от 07.03.2018 г., т. 2, Минимални изисквания на Комисията за енергийно и водно регулиране към заявленията за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година на петия регулаторен период (Минималните изисквания), по формулата:

$И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$

където:
И – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;
$И_{1,2,3}$ – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

Прогнозните нетни инвестиции отразяват прогнозната стойност на инвестициите, извършени от електроразпределителните дружества за съответната година, намалени с инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин и амортизациите на възмездно придобитите активи.

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружествата следва да реализират възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията.

	I ценова година	II ценова година	III ценова година	Средно за регулаторния период
2018 г.	$0,5*И_1$	$И_1$	$И_1$	$2,5*И_1/3$
2019 г.		$0,5*И_2$	$И_2$	$1,5*И_2/3$
2020 г.			$0,5*И_3$	$0,5*И_3/3$
ОБЩО	$0,5*И_1$	$И_1+0,5*И_2$	$И_1+И_2+0,5*И_3$	$\mathbf{(2,5*И_1+1,5*И_2+0,5*И_3)/3}$

2.4.3. Необходим оборотен капитал

В съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

2.5. Норма на възвръщаемост

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. В съответствие с т. 29 от Минималните изисквания, е приложена целева капиталова структура от 50% собствен и 50% привлечен капитал.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 14, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} * \left(\frac{НВ_{ск}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} * НВ_{ПК} ,$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$Д_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$НВ_{СК}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$Д_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$НВ_{ПК}$ – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета (β) коефициента с ливъридж.

При утвърждаването на цените, прилагани от електроразпределителните дружества за втория регулаторен период, Комисията е определила норма на възвръщаемост от 12%, за третия регулаторен период – 7%, а за четвъртия регулаторен период – 7,02%, която да покрива специфичния и систематичен риск за инвеститорите.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

За изчисляване на цената на собствения капитал, Комисията прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM).

$$НВ_{СК} = Безрискова\ премия + \beta * Пазарна\ рискова\ премия$$

2.5.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 1,35% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е от среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период май 2017 г. – април 2018 г. по данни на Българската народна банка.

2.5.2. β коефициент на активите

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е избрана група от аналогични дружества от европейски енергийни и комунални компании.

MSCI World се прилага като индекс, спрямо който се сравняват аналогичните дружества. Използването на този индекс е често срещана практика. За да се избегнат колебания от концентриране единствено върху краткосрочни стойности, коефициентът β

се определя за период от 5 години. Всички стойности са извлечени от Capital IQ на седмична база са представени в следващата таблица.

Изчисляване на β без ливъридж[19]						
Наименование	**Държава**	**Ср. собствен капитал/ обща сума на активите**	**Данъчна ставка**	**5 години на седмична база**		
				Коеф. β с ливъридж	Коеф. β без ливъридж	r^2
ACEA SpA	Италия	39,57%	0,24	0,75	0,38	0,09
Alpiq Holding AG	Швейцария	50,50%	0,18	-0,22	-0,11	0,01
BKW AG	Швейцария	37,88%	0,18	0,45	0,26	0,07
Centrica plc	Обединено кралство	64,17%	0,19	0,98	0,62	0,19
CEZ a.s.	Чехия	65,97%	0,19	0,70	0,45	0,10
E.ON SE	Германия	50,35%	0,30	1,28	0,73	0,23
EDP SA	Португалия	36,68%	0,21	1,05	0,44	0,22
EnBW AG	Германия	42,22%	0,30	0,47	0,21	0,05
Endesa SA	Испания	67,44%	0,25	0,60	0,48	0,03
ENEA SA	Полша	74,17%	0,19	0,69	0,40	0,06
Enel SpA	Италия	41,81%	0,24	1,03	0,54	0,24
ENGIE SA	Франция	48,65%	0,33	1,08	0,61	0,22
EVN AG	Австрия	53,48%	0,25	0,42	0,26	0,07
Fortum Oyj	Финландия	67,78%	0,20	1,01	0,76	0,20
Gas Natural SDG SA	Испания	45,10%	0,25	1,15	0,69	0,31
Iberdrola SA	Испания	49,88%	0,25	0,96	0,58	0,27
MVV Energie AG	Германия	52,84%	0,30	0,24	0,14	0,02
National Grid plc	Обединено кралство	44,35%	0,19	0,66	0,36	0,18
Ørsted A/S	Дания	24,41%	0,22	0,22	0,14	0,02
Public Power Corporation SA	Гърция	22,68%	0,29	2,05	0,47	0,14
Red Eléctrica Corporación SA	Испания	58,57%	0,25	0,82	0,56	0,16
RWE AG	Германия	43,44%	0,30	1,33	0,57	0,15
SSE plc	Обединено кралство	58,99%	0,19	0,40	0,26	0,05
Verbund AG	Австрия	62,53%	0,25	0,87	0,58	0,14
Индекс на бизнес риск		**50,14%**				**0,54**

Съгласно горната справка, безлостовият β коефициент за дружествата в електроенергийния сектор е 0,54. Видно от посочената информация, в справката са включени много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък β коефициент. Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества (50:50) и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 1,026.

2.5.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково

[19] *Източник: Stern Stewart & Co.*

пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 5,08% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 7,27%.

2.5.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa2 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ. Aswath Damodaran препоръчва стойност от 2,19% за България.

$HB_{СК} = 1,35\% + 1,026 * 7,27\% = 8,81\%$
$HB_{ПК} = 1,35\% + 2,19\% = 3,54\ \%$
$HB = 0,5*8,81\%/(1-10\%) + 0,5*3,54\% = 6,67\%$

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост за електроразпределителните дружества за първата година от петия регулаторен период е определена на 6,67%.

2.6. Корекции по глава трета от НРЦЕЕ

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.

2.6.1. Корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността

Не е извършвана корекция с инфлационен индекс за предходен период, тъй като по отношение на електроразпределителните дружества се извършва регулаторен преглед, в рамките на който ще бъдат определени действителните нива на разходите за предоставяната от тях услуга през първата година от новия регулаторен период. По същата причина не е извършвана корекция с коефициент за подобряване на ефективността, който по смисъла на § 1, т. 4 от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ е целева величина, изразяваща относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност.

2.6.2. 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.

2.6.3. 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 третата година от четвъртия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през четвъртия регулаторен период, представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

2.6.4. 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-13-62-43 от 25.04.2018 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-18 от 17.05.2018 г. и от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-16 от 17.05.2018 г., на основание чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2.7. Разходи за балансиране

В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране на технологичните разходи в размер на 1,80 лв./MWh, съответстващ на утвърдените разходи за балансиране за регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., тъй като не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер. Допълнителен аргумент за запазването на разходите за балансиране на утвърденото за предходната ценова година ниво е и Решение № Ц-40 от 29.12.2017 г. на КЕВР относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, с което е възприет нов, по-справедлив подход за определяне на пределната цена на балансиращата енергия, въз основа на който разходите на участниците на годишна база би следвало да намалеят.

Разходите за балансиране са присъщи разходи за дейността, които следва да се прехвърлят към крайните клиенти, тъй като небалансите се предизвикват от промяна в поведението на клиентите. Следва да се има предвид обаче, че прогнозите се изготвят от крайните снабдители/електроразпределителните дружества и част от възникналите разходи за балансиране не са предизвикани от клиентите, а от самите дружества поради грешно изготвена прогноза, поради което същите следва да поемат финансовите последици от това. При сравнение на отчетните данни на крайните снабдители и електроразпределителните дружества е видно, че част от тях се справят много по-добре от останалите при изготвяне на прогнозите, като резултатите показват разлики в разходите за небаланси от почти два пъти. Тази тенденция е още по-ясно изразена сред търговците на електрическа енергия, които инвестират значителни средства в подобряване на прогнозите си с оглед конкурентоспособността си на пазара. В тази връзка включването на пълната заявена стойност на разходите за балансиране в необходимите годишни приходи на дружествата би нарушило интересите на клиентите, тъй като те ще следва да заплатят разходи на дружествата, без същите да са предизвикани от тях. По този начин се нарушава и основният принцип на балансиращия пазар, а именно че небалансите се заплащат от този, който ги е предизвикал, като в същото време се отнема стимулът на

електроразпределителните дружества и крайните снабдители да изготвят точни прогнози.

Освен горното, допълнителни аргументи за непризнаването на отчетените и заявени от електроразпределителните дружества и крайните снабдители стойности на разходите за небаланси са изложени по-долу, както следва:

При сравнение на графиците на крайните снабдители и електроразпределителните дружества към обществения доставчик и отчетните данни се установява, че: през преобладаващата част от месеците количествата електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по график са по-големи от отчетените; през по-голямата част от месеците количествата електрическа енергия на крайните снабдители по график са по-малки от фактурираните на крайни клиенти; през преобладаващата част от месеците специалните балансиращи групи, в които преки членове са електроразпределителните дружества и крайните снабдители, са в излишък, поради по-големите количества електрическа енергия за технологичен разход по график. Това изкривяване в прогнозите е обусловено от факта, че през предходния ценови период цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, е по-ниска от цената, по която продава електрическа енергия на крайните снабдители, тъй като в последната е включена цената за задължения към обществото, както и от факта, че съответният мрежови оператор и снабдително дружество са в една балансираща група. В тази връзка крайните снабдители изкуствено занижават графиците си, което им позволява да фактурират на клиентите си повече електрическа енергия от реално платената на обществения доставчик.

В същото време тези недостизи се нетират от завишени количества по графиците на електроразпределителното дружество. Изложеното като краен резултат води до реализиране на значително по-високи маржове от крайните снабдители, както е описано по-долу, но изкуствено увеличава разходите за балансиране на мрежовите оператори и крайните снабдители.

Анализът на резултатите от балансиращия пазар показва, че дружествата не са предприели достатъчно мерки за активно управление на своите небаланси и минимизиране на отклоненията от регистрирания при оператора на пазара агрегиран график.

3. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година на петия регулаторен период

3.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 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 – 0,00923 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**

Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00923	0,01241	**+34,45%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03098	0,04137	**+33,54%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00505	0,00683	**+35,25%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01745	0,02155	**+23,50%**

3.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 121 883 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 108 676 хил. лв.;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 444 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 57 721 хил. лв;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 126 724 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 10,35%;

– Разходи за балансиране – 12 651 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 3 210 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходни ценови периоди в размер на 9 441 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 53 286 хил. лв., при утвърдена за четвъртия регулаторен период в размер на 38 509 хил. лв.;

– Регулаторна база на активите – 694 737 хил. лв., при утвърдена за четвъртия регулаторен период 542 583 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, при утвърдена за четвъртия регулаторен период 7,04%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 385 737 MWh.

3.1.2. 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-13-62-57 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-62-57 от 13.06.2018 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е представило становища по доклада и по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., както следва:

3.1.2.1. Прогнозна пазарна цена за технологичен разход

Дружеството счита определената в доклада прогнозна годишна пазарна цена за базов товар в размер на 70,00 лв./MWh за значително занижена спрямо очакваното пазарно ниво, видно от цените на предлаганите количества на организирания борсов пазар на дългосрочни продукти, обхващащи ценовия период 2018/2019 г., които са на нива средно около 73,59 лв./MWh. В тази връзка предлага определената прогнозна пазарна цена за базов товар да бъде актуализирана в окончателното решение за цени от 01.07.2018 г, като се вземат предвид реално отчетените сделки и последните търгове, които ще се организират и сключат на платформата на БНЕБ ЕАД и регионалните борси.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в т. I на настоящото решение. Следва да се има предвид, че в чл. 38 от НРЦЕЕ са предвидени условията и редът, при които се отчита разликата между постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са

закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи и утвърдената прогнозна пазарна цена. Освен това в чл. 40, ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с § 1, т. 16а от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ е предвидена възможност за Комисията да отчете изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар, при условие, че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар.

3.1.2.2. Признат размер на технологичния разход

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД изразява несъгласие със запазване нивото на технологичния разход в размер на 8%, което е значително по-ниско от реално достигнатото към края на 4-тия регулаторен период от 10,35% и възразява срещу неравнопоставеното третиране на трите електроразпределителни дружества при определянето на нивото на технологичния разход, тъй като липсват аргументи, въз основа на които КЕВР определя по-висок размер на технологичния разход само за едно от дружествата, като в същото време е направено сравнение за постигнатото ниво с друго дружество. Становището на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е, че следва да бъдат определени индивидуални нива на технологичния разход, които да са съобразени с действително постигнатите нива и заложените инвестиции за намалението му. 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 заявеният процент на технологичния разход от 10,35% да бъде използван при определяне на количествата за покриване на технологичния разход за периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в т. 2.2. от единния подход. 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 8% през 2017 г., в резултат на ефективно управление на инвестиционните разходи.

Комисията счита, че запазването на технологичните разходи на нивата, определени за предходния регулаторен период и одобрените в пълен размер инвестиционни програми представляват стимул за операторите на електроразпределителни мрежи да намаляват технологичния разход и насърчава ефективността на извършените инвестиции, в изпълнение на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Противното би довело до незаинтересованост на дружествата да вземат мерки срещу нерегламентираното използване на електрическа енергия (нетехническите загуби) и неефективното разходване на инвестиционните средства, включени в цените на крайните клиенти. Пример за ефективност по отношение на технологичните разходи е „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 до 10,02%, 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 до 10,35%.

3.1.2.3.. Разходи за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичен разход

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД посочва, че ще реализира допълнителни непокрити разходи от 32,9 млн. лв. за закупуване на енергия за покриване на реалните технологични разходи, в резултат на разликата от почти 22,7% между реалния технологичен разход и признатия за целите на ценообразуването. На следващо място счита, че липсата на корекция в случай на отклонение между постигнатата и определената му прогнозна пазарна с до +5% ще доведе до допълнителен негативен ефект от приблизително 3 млн. лв. Предвид изложеното подчертава, че трябва да се възстановят реално извършените разходи за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи и настоява компенсаторният механизъм по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ да отпадне, тъй като дружеството не следва да търпи санкция или да получава допълнителен приход за постигната пазарно определена среднопретеглена цена, която ще бъде резултат от предлаганите цени на борсата, върху които операторът няма влияние.

Комисията приема горното възражение за неотносимо към настоящото административно производство, тъй като изложените аргументи касаят производството по приемане на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ.

3.1.2.4. Разходи за балансиране

Дружеството поддържа искането си Комисията да признае в необходимите му приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране в размер на 2,96 лв./MWh, предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите за балансиране към крайните клиенти при осъществяване на дейността „разпределение на електрическа енергия“, и настоява за изготвяне на механизъм за възстановяване на некомпенсираните разходи за балансиране на дружеството, считано от въвеждането на балансиращия пазар – м. юни 2014 г.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в т. 2.7. от единния подход.

3.1.2.5. Оперативни разходи за дейността разпределение на електрическа енергия

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че при започването на нов регулаторен период запазването на оперативните разходи на ниво отчет от предходна финансова година не отразява планираното бизнес развитие на дружеството за новия регулаторен период, очакваната инфлация и разходите, които ще възникнат през следващия регулаторен период във връзка с промените в законодателството в страната (разходи във връзка с бъдещето участието на организиран борсов пазар за закупуване на енергия за технологичен разход, разходи във връзка с изпълнение на задълженията по регламента за защита на личните данни, както и разходите за увеличение на трудовите възнаграждения с оглед спазването на КТД, браншовия колективен трудов договор за сектор „Енергетика“ и споразумението със синдикатите. Дружеството отбелязва, че постоянно предприема действия за оптимизиране на разходите си, като за 2017 г. увеличението от 0,4% спрямо утвърдените от КЕВР е по-малко от отчетената годишна инфлация за 2017 г. в размер на 2,1%, като в тази връзка настоява в прогнозните разходи да се отчете прогнозната инфлация, която е заложена в средносрочната бюджетна прогноза на Р България, тъй като съгласно изложените в доклада мотиви това увеличение не е акумулирано през базисната година. Според мрежовия оператор с така предложения единен подход при определяне на

оперативните разходи за дружествата Комисията не стимулира постигането на ефективност от намаляване на експлоатационните и административни разходи, а напротив стимулира тяхното увеличение, като се одобряват завишени разходи за следващия регулаторен период, като се стъпва на отчетените разходи за базовата година. В резултат на горното „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е поставено в неравностойно положение спрямо другите две електроразпределителни дружества, тъй като е отчело оптимизиране на своите разходи през предходния регулаторен период, докато при другите оператори се наблюдава драстично увеличение на отчетните разходи и липса на оптимизация и ефективност. По-нататък дружеството посочва, че при сравнение на оперативните разходи за един клиент за всяко електроразпределително дружество, на база одобрените оперативни разходи за 4-тия регулаторен период и предложените от работната група за 5-тия регулаторен период, се установява, че те са най-ниски за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, но въпреки това за следващия регулаторен период разходите за един клиент на територията на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД се запазват, докато за останалите две дружества техният размер се увеличава.

На следващо място мрежовият оператор обръща внимание, че може да контролира част от разходите си, а други са наложени от нормативни изисквания или промени на европейско и национално равнище, приетата макроикономическата рамка на страната за съответната година или извънредни разходи от форсмажорни обстоятелства. Според „ЧЕЗ Разпределение България“ АД контролируеми разходи са тези, чиято целесъобразност и размер са в контрола на дружеството, като например разходи за материали, услуги, наеми и др., докато неконтролируемите разходи се извършват въз основа на законодателна или нормативна уредба, отраслови нормални, технически изисквания, държавни и местни данъци и такси, следователно следва да се покриват изцяло от крайните цени и да се признават в пълен размер от регулатора.

В заключение дружеството настоява за признаване на заявените оперативни разходи в размер на 121 883 хил. лв.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. С оглед равнопоставеност на електроразпределителните дружества, Комисията счита, че предложените от дружествата разходи в тази група следва да бъдат признати на ниво отчет от базисната година. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в регулаторната база на активите, както и в амортизационните разходи, са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което ще доведе до намаляване на оперативните им разходи.

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.

По отношение твърдението, че оперативните разходи за един клиент, утвърдени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, са по-ниски в сравнение с тези на останалите електроразпределителни дружества, са относими горните аргументи, тъй като одобреният среден номинален размер на инвестициите за един клиент, утвърдени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, е най-висок. Следва да се има предвид, че чрез този показател (разходи отнесени към един клиент) не може да се даде обективна оценка на

необходимото ниво на оперативните разходи, тъй като те не следва да нарастват със същите темпове, с които нараства броят на клиентите (икономия от мащаба поради концентрация на по-голям брой клиенти на една територия и административен характер на част от тези разходи). По своята същност оперативните разходи представляват административни разходи и разходи за експлоатация и поддръжка, като в този смисъл е обосновано при сравнение да се използва и показател, отразяващ разходи, отнесени към дължина на мрежата, от което е видно, че на дружеството са утвърдени съпоставими разходи с тези на останалите мрежови оператори и далеч по-високи инвестиционни такива:

Електроразпределително дружество	Експлоатационни и административни разходи на един км. мрежа	Среден номинален размер на инвестициите на един км. мрежа
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	1 905,70 лв.	2 086,39 лв.
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	1 802,37 лв.	1 628,98 лв.
„Електроразпределение Север“ АД	1 938,52 лв.	1 317,85 лв.

Комисията не приема аргументите на дружеството относно допълнителни разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, възникнали в резултат на промяната в чл. 100, ал. 4 от ЗЕ. Годишните такси за участие на всички платформи на БНЕБ ЕАД не са задължителни, тъй като всеки пазарен участник има избор на коя платформа да купува електрическа енергия, а участието му на всички води до оптимизация на направените разходи, както за електрическа енергия, така и за балансиране. Съгласно чл. 38 от НРЦЕЕ, с оглед стимулиране на ефективно управление на разходите за закупена енергия за технологичен разход, ако мрежовите оператори постигнат с до 5% по-ниска от определената прогнозна пазарна цена, през следващия ценови период регулаторът не коригира необходимите им годишни приходи, като тези средства остават за тях. Обезпеченията за участие на различните сегменти не представляват разходи по своята същност, те предизвикват разходи за такси за издаване на банкови гаранции, като тяхната стойност е десетки пъти под заявената от дружеството. Заявените допълнителни разходи в размер на 669 хил. лв. по планиране, прогнозиране и балансиране също са необосновани. Тези дейности са извършвани от мрежовия оператор и към настоящия момент, като единствената разлика за следващия регулаторен период е, че вместо от обществения доставчик дружеството следва да купува електрическа енергия от платформите на БНЕБ ЕАД.

3.1.2.6. Разходи за амортизации

Мрежовият оператор възразява срещу намаляването на общите разходи за амортизации с амортизациите на безвъзмездно финансираните активи, използвани за лицензионната дейност, като заявява, че в случай че дружеството не получава възвръщаемост от тези активи, но ги използва в дейността си, е необходимо чрез цените да бъде осигурен капиталов източник за поддържането им. Електроразпределителното дружество счита за неправилен подхода за нетирането на амортизацията (начислената амортизация, намалена с амортизацията на безвъзмездно придобитите активи), поради противоречие с възприетия принцип в чл. 40 на Указанията, приети с решение по Протокол № 37 от 18.02.2008 г., продължаващ идеята, положена в чл.16.2 на Указанията, приети с решение по Протокол № 34 от 02.06.2004 г.

Комисията приема горното възражение за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи, които не са свързани със съответната лицензионна дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и разходи за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин. Признаването на разходите за амортизация на безвъзмездно придобитите активи е неправилно и в нарушение на икономическата логика, както и на принципите на регулиране, тъй като чрез цените клиентите не следва да осигуряват

капиталов източник за възстановяването на активи, които са придобити по безвъзмезден начин. Невярно е твърдението на дружеството, че чрез разходите за амортизации се финансира поддръжката на безвъзмездно придобитите активи, тъй като ремонтните дейности следва да се отчитат, съответно финансират през текущите разходи за ремонт. Едва след изтичане на полезния живот на тази група активи и възстановяването им от дружеството със собствени средства, те следва да бъдат включени в регулаторната база на активите и съответно дружеството да получава възвръщаемост върху тяхната балансова стойност, както и капиталов източник за възстановяването им чрез признатите амортизационни разходи.

3.1.2.7. Балансова стойност на активите

Електроразпределителното предприятие не е съгласно с използвания единен 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 (освободени от стойността на безвъзмездно придобитите активи). 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.

При утвърждаването на цените на електроразпределителните дружества за петия регулаторен период са приложими изискванията на ЗЕ и НРЦЕЕ, в които липсва задължение на регулатора да признава в необходимите годишни приходи балансовата стойност на активите и разходите за амортизации, отчетени към края на базисната година. Съгласно чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ признатата стойност на активите е приетата от Комисията отчетна стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, която следва да се намали с 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, и стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.

Икономически необосновано и в нарушение на принципите на регулирането спрямо крайните клиенти е 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. 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.

3.1.2.8. 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 детайлно обяснени в обосновката към заявлението за цени в т. „Допълнителна корекция в необходимите приходи вследствие на предходни ценови решения“.

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.

3.1.2.9. Норма на възвръщаемост

В становището си дружеството поддържа искането нормата на възвръщаемост на капитала да бъде в размер на 7,67% с аргумента, че същата е изчислена като са използвани публикуваните данни от Financial times за безлостов β коефициент на съпоставими дружества от Централна и Източна Европа с пазарна оценка на активите от 1 млрд. евро за пазарната рискова премия от публикациите на Aswath Damodaran – Stern School of Business и публикуваните данни на БНБ за среднопретегления ДЛП за 2017 г. Също така счита, че следва да има единен подход и ясни правила, кои източници да се използват при определянето на нормата на възвръщаемост, тъй като във всяко ценово решение Комисията използва различни източници, без аргументи защо са предпочетени точно те, въпреки доказания опит (рейтинг) на вече използваните източници в предходни ценови решения.

Комисията не приема възражението на дружеството. Подробни аргументи и източниците на данни за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала са описани в единния подход по-горе. Допълнителен аргумент относно искането нормата на възвръщаемост на капитала да бъде увеличена представлява утвърдената такава от регулаторите в съседните държави, в страните със съпоставим кредитен рейтинг с този на България от около 5% (напр. Румъния – 5,07%), а в страни с далеч по-нисък кредитен рейтинг (напр. Македония – 6,1%) нормата на възвръщаемост е на нивата от настоящото решение.

Следва да се отбележи, че Комисията използва едни и същи източници при определяне на нормата на възвръщаемост, а именно Българската народна банка за определяне на безрисковата премия; Aswath Damodaran – Stern School of Business за определяне на пазарната рискова премия; данните за рейтинговия корпоративен спред се изчисляват съобразно рейтинга на страната и разликата в доходността на държавни облигации, а представените източници онагледяват изчисленията. Единствено за определяне на β коефициент на активите не е използван Aswath Damodaran – Stern School of Business, тъй като в изчисленията си поставя „ЧЕЗ Разпределение България“ АД сред компаниите от развиващите се пазари, където преобладаващ дял имат китайски, африкански, южноамерикански, руски и индийски компании и съответно резултатът не е относим към българския пазар. В тази връзка Комисията е използвала анализа на Stern Stewart & Co., представен със заявление с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД. В своето заявление „ЧЕЗ Разпределение България“ АД посочва единствено, че използва данни на Financial times, без да представи конкретния анализ и/или да посочи линк към него, за да може Комисията да се запознае с калкулациите и състава на анализираните компании.

3.1.2.10. Корекция с фактора Z

Според „ЧЕЗ Разпределение България“ АД КЕВР не е спазила изискванията на чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ, тъй като при изчислението на корекцията с фактора Z не са взети предвид реално отчетените разходи за закупуване на технологични разходи (отчетени количества и отчетена покупна цена), а разходът е определен на база отчетените количества за технологичен разход при 8% утвърдено ниво и утвърдената цена за технологични разходи.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, тъй като противоречи на формулата, посочена в чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ.

3.1.2.11. Цена за фактуриране на количествата електрическа енергия по чл. 51 от Правилата за измерване на количеството електрическа енергия (ПИКЕЕ)

Мрежовият оператор отбелязва, че съгласно чл. 51 от ПИКЕЕ цената за нетехнически загуби е тази, по която електроразпределителните дружества закупуват енергия от обществения доставчик за покриване на технологичните разходи и дължимите мрежови услуги. Според „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с предложената промяна за закупуване на технологичните разходи на организиран борсов пазар възниква въпросът по каква цена следва да се фактурират тези количества, тъй като определената прогнозна пазарна цена за технологичния разход няма да отразява реално постигнатите цени на организиран борсов пазар. Предвид тази неясна ситуация счита за напълно възможна хипотезата, при която некоректните клиенти да се „стимулират“ да ползват неправомерно електрическа енергия, като по този начин „ЧЕЗ Разпределение България“ АД ще бъде допълнително ощетено.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Следва да се вземе предвид, че задължението на операторите на електроразпределителни мрежи да сключват сделки за закупуване на електрическата енергия за покриване на технологични разходи на организиран борсов пазар произтича от чл. 100 от ЗЕ (изм. и доп. ДВ, бр. 38 от 2018 г.). Разпоредбата на чл. 51 от ПИКЕЕ е в сила преди посоченото изменение на ЗЕ. В тази връзка в случай на противоречие между разпоредби на ЗЕ и ПИКЕЕ, същите следва да се прилагат, като се съобразят принципите на йерархичност на нормативните актове и прилагането на по-високия по степен акт (чл. 15 от Закона за нормативните актове). В допълнение следва да се вземе предвид и разпоредбата на чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, където са предвидени условията и редът за изчисляване на постигнатата пазарна цена за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи. Комисията счита възражението в частта, в която дружеството изразява опасения относно евентуална злоупотреба от страна на некоректни клиенти, за неотносима към административното производство за определяне на цени в сектор „Електроенергетика“.

3.1.2.12. Цена за фактуриране на надбавката за реактивна енергия по чл. 7, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

Според дружеството остава неизяснен въпросът дали към предложената цена на ОД за фактурирането на реактивната енергия по чл. 7, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ следва да се начислява и посочва на отделен ред и цената за задължения към обществото.

Комисията приема горното възражение за неотносимо към настоящото административно производство, тъй като изложените аргументи касаят производството по приемане на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ.

3.1.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2017 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи,

както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 109 088 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1. Предвиденото от дружеството увеличение с 12 794 хил. лв. е необосновано и не следва да се приема, поради следните аргументи: Дружеството предвижда да инвестира 278 438 хил. лв. през следващите три години, които ще се отразят на клиентите на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД като допълнителни 61 682 млн. лв. за регулаторния период в необходимите приходи на дружеството, които те ще следва да заплатят чрез цените. За осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, е необходимо тези средства да се насочват освен за подобряване качеството на предлаганата услуга и за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, в резултат на което ще се постигне намаляване на оперативните им разходи. В същото време „ЧЕЗ Разпределение България“ АД обосновава „Проект за внедряване на автоматизирана система за дистанционно отчитане (AMR)“, по който за регулаторния период ще бъдат инвестирани 69 426 хил. лв., представляващи 25% от инвестиционната програма на дружеството, с *„намаляване на технологичните разходи на електрическа енергия до 8%, както и намаляване на оперативните разходи“,* а предвижда увеличение на оперативните разходи с 532 хил. лв., свързани именно с реализацията на този проект. Допълнителни разходи за ребрандиране, също не следва да се включват в признатата стойност на експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“. От една страна дружеството не е обосновало необходимостта от извършването на тези разходи, а от друга същите се правят с маркетингова цел и са в интерес най-вече на мажоритарния собственик на групата предприятия, част от които е и операторът на електроразпределителната мрежа. Следва да се има предвид, че ако извършването на разходи за ребрандиране е свързано с бъдещата продажба на дружеството, в Комисията липсва каквато и да е информация за параметрите по бъдещата сделка, в която е възможно страните да са договорили тези разходи да са изцяло за сметка на новия купувач, като в този случай признаването им в цените ще доведе до двойно компенсиране. Основният аргумент срещу признаването на такъв тип разходи обаче е фактът, че те не са присъщи на лицензионната дейност „разпределение на електрическа енергия“, не допринасят по никакъв начин за подобряване качеството на предлаганите от мрежовия оператор услуги и в този смисъл не са в интерес на клиентите, поради което на основание чл. 11, ал. 2, т. 14, предл. 1 от НРЦЕЕ не следва да бъдат включвани в необходимите приходи на дружеството. Следва да се отбележи също, че останалите електроразпределителни дружества към настоящия момент вече са предприели мерки за ребрандиране, като не са претендирали за допълнителни разходи над одобрените от регулатора.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е коригирана от 72 444 хил. лв. на 61 734 хил. лв. в съответствие с т. 2.3. от единния подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

	„ЧЕЗ Разпределение България“АД	**2018 г.**	**2019 г.**	**2020 г.**
1	Разходи за амортизации	64 813	58 964	52 940
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	- 10 122	- 9 924	- 9 251
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин	54 691	49 040	43 689
4	**Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи**	**49 140**		
5	**Амортизация на инвестициите**	**12 594**		
6	**Среден годишен разход за амортизации**	**61 734**		

– Регулаторната база на активите е коригирана от 694 737 хил. лв. на 587 722 хил. лв. в съответствие с т. 2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

хил. лв.

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2017 г.	643 580
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	99 752
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2017 г. (р.1-р.2)	543 828
4	Средна стойност на амортизациите (3*АМ1 + 2*АМ2 + АМ3 – 6*АМФ)/3	101 948
5	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4)**	**441 881**

б) среден номинален размер на инвестициите:

хил. лв.

		2018 г. *(И1)*	**2019 г. *(И2)***	**2020 г. *(И3)***
1	Инвестиции – общо	94 579	110 153	73 705
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	10 271	8 433	8 254
3	Амортизация – общо	8 882	10 155	6 351
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	685	562	550
5	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3+р.4)	76 111	92 128	59 651
6	**Среден номинален размер на инвестициите** ***И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3***	**119 431**		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 31 477 хил. лв. на 26 410 хил. лв. съгласно т. 2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са запазени на 8% в съответствие с т. 2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) - 5 133 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 290 168 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 296 271 хил. лв.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 321 712 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 509 207 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ и $Ц_{тр.}^{1}$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -966 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	9 590 053
2	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	833 918
3	Приходи, отчет в хил. лв.	286 140
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	71 952
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	9 380 153
6	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	815 665
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	281 263
8	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.	70 377
9	P_{t-3}	-876
10	**Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4+р.9)**	**-4 178**
11	**Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.**	**-3 212**
12	**P_{t-2} (р.10-р.11)**	**-966**

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на (минус) -2 094 хил. лв. Представените със заявление за цени с вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. стойности на амортизацията на извършените през 2017 г. инвестиции са коригирани от 11 876 хил. лв., в т. ч. амортизации на безвъзмездно придобити активи в размер на 1 512 хил. лв., на 6 791 хил. лв., в т.ч. амортизации на безвъзмездно придобити активи в размер на 1 007 хил. лв., във връзка с констатациите в доклад с вх. № Е-Дк-541 от 15.06.2018 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 № 113 от 22.06.2018 г., т. 4. Въз основа на информацията, постъпила в Комисията с писма с вх. № Е-13-62-39 от 08.05.2018 г., с вх. № Е-13-62-46 от 14.05.2018 г. и с вх. № Е-13-62-39 от 23.05.2018 г., 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.

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, Аn	5 342	7 069	5 784
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	38 979	53 757	101 323
5	Среден номинален размер на инвестициите *И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*	76 248		
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	8 950		
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	-9 877		
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)**	**-2 094**		

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	109 088
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	102 190
3	Разходи за амортизации	61 734
4	Регулаторна база на активите	587 722
4.1.	Призната балансова стойност на активите	441 881
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	119 431
4.3.	Необходим оборотен капитал	26 410
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	39 201
7	Корекция с фактор Z	- 5 133
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 2 094
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**304 987**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**9 385 737**

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 – 0,00971 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,

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 304 987 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 385 737 MWh.

3.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00823 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03154 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

3.2.1. Анализ и оценка на предоставената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00823	0,00391	**-52,49%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03154	0,02939	**-6,82%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00503	0,01132	**+125,05%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01651	0,02842	**+72,14%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти, директно присъединени към подстанции (в лв./kW/ден)	-	0,01207	-

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 108 372 хил. лв., при утвърдени за четвъртия регулаторен период – 89 128 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 94 849 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,51%;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 58 907 хил. лв.;

– Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 8 154 хил. лв.;

– Годишни амортизационни отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин – 10 702 хил. лв.;

– Регулаторна база на активите в размер на 630 477 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 613 659 хил. лв., в т.ч.:

а) призната балансова стойност на активите в размер на 708 841 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. в размер на 95 934 хил. лв.;

в) необходим оборотен капитал – 25 403 хил. лв.;

г) балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 199 701 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 8,42%;

– Корекция с фактора Z – (минус) -10 470 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г. – (минус) -8 481 хил. лв.

3.2.2. Становище на „Електроразпределение Юг“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-262-18 от 01.06.2018 г. и вх. № Е-13-49-20 от 22.06.2018 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД не приема констатацията, че дружеството не е представило „реално измерените и изчислени количества електрическа енергия, за които дружеството заплаща цена за задължения към обществото“. В тази връзка посочва, че в заявление с вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г., в таблица № 3 (ред 1) на приложение 2.1.1. (Справки от 1 до 10 съгласно Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени) са предоставени данни за закупена енергия за покриване на технологичния разход съгласно т. 15 от Минималните изисквания за пети регулаторен период в размер на 817 723 хил. kWh, в т.ч. количество енергия за технологични разходи по т. 16 от Минималните изисквания за пети регулаторен период в размер на 765 987 хил. kWh.

Дружеството възразява също срещу заключението, че планираните инвестиции са достатъчна обосновка и мотив да се запазят нивата на утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-43 от 30.12.2013 г. технологични разходи, въз основа на получено становище от Научно-технически съюз на енергетиците в България с писмо с вх. № Е-12-00-1201 от 18.12.2013 г., като счита, че то не е в съответствие с прилагания метод за регулиране „горна граница на приходи“.

Според мрежовия оператор определената норма на възвръщаемост на капитала от 6,67% не стимулира инвестициите в сектора и не покрива риска. Претендираната от дружеството стойност на НВ е въз основа на независимо становище за справедливата цена на капитала на английски и български език от Stern Stewart & Co, водеща международна компания с дългогодишен опит в сферата на финансовите анализи, според която среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за България е 8,42%.

Дружеството не смята за некоректно изчислена посочената в заявлението стойност на признатите технологични разходи за следващ регулаторен период, защото изчисленият от оператора процент 8,51 е на база вътрешнофирмена методика и изчисления конкретно за мрежата, която оперира с конкретна прогноза на структурата и количеството на пренесената електрическа енергия за една година от следващия регулаторен период. Предвид горното счита извода, че заявеният процент трябва да съответства на реализирания през 2017 г., за техническа грешка.

Комисията приема за основателно възражението на дружеството относно непредставянето на информацията в съответствие с изискванията на т. 16 от приетите с решение по Протокол № 41 от 07.03.2018 г., т. 2 Минимални изисквания на Комисията за енергийно и водно регулиране към заявленията за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година на петия регулаторен период.

Въпреки че е представило горните данни на отделен ред, при калкулациите на процента технологичен разход дружеството некоректно не използва тези данни, а данните за закупените количества от обществения доставчик, включващи и небаланси. В резултат на това претендира по-високи разходи за закупуване на електрическа енергия за

покриване на технологичните разходи, тъй като отчита 8,51% технологичен разход. След преизчисление на постигнатия процент технологичен разход въз основа на количествата електрическа енергия, за които „Електроразпределение Юг“ ЕАД е заплатило цена за задължения към обществото, се установява, че реално постигнатият от дружеството технологичен разход е в размер на 8,018%. Комисията не е запозната с „вътрешнофирмената методика“ на дружеството, но от представената таблица № 3 на приложение 2.1.1. (Справки от 1 до 10 съгласно Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени) е видно как е изчислен процентът технологичен разход в размер на 8,51%, а именно като отношение между закупените количества от обществения доставчик, включващи и небаланси и сумата от отчетните данни за общо пренесена електрическа енергия и закупените количества от обществения доставчик, включващи и небаланси. Същият процент технологичен разход, изчислен по-същия начин, е представен в Комисията и с писмо с вх. № Е-13-262-8 от 06.02.2018 г. като отчет за 2017 г.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството в останалата му част. Необосновано е възражението срещу заключението, че планираните инвестиции са достатъчна обосновка и мотив да се запазят нивата на технологичните разходи на нивата от предходния регулаторен период. На дружеството са одобрени инвестиции на обща стойност за регулаторния период в размер на 269 325 хил. лв., т.е. на нивото на инвестираните през предходния регулаторен период, в резултат на които „Електроразпределение Юг“ ЕАД намалява технологичните си разходи с 20,75% (2,10 процентни пункта) до 8,018%, като трендът е понижаване всяка година.

Комисията не приема възражението на дружеството по отношение на нормата на възвръщаемост. Подробни аргументи и източниците на данни за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала са описани в единния подход по-горе. Допълнителен аргумент относно искането нормата на възвръщаемост на капитала да бъде увеличена представлява утвърдената такава от регулаторите в съседните държави, в страните със съпоставим кредитен рейтинг с този на България от около 5% (напр. Румъния – 5,07%), а в страни с далеч по-нисък кредитен рейтинг (напр. Македония – 6,1%) нормата на възвръщаемост е на нивата от настоящото решение.

3.2.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2017 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 106 145 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1.;

– Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 8%. Следва да се отбележи, че постигнатото от „Електроразпределение Юг“ ЕАД ниво на технологичния разход за 2017 г. е около 8%, а посоченото в заявлението ниво от 8,51% е некоректно, тъй като в него са включени и небаланси, а Комисията включва разходи за небаланси допълнително към разходите за технологични разходи;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 25 403 хил. лв. на 24 955 хил. лв., съгласно т. 2.4.3. от единния подход;

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -12 255 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната

формула:

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

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 258 171 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 272 076 хил. лв.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 134 295 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 731 150 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ и $Ц_{тр.}^{1}$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -4 513 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	8 807 280
2	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	765 850
3	Приходи, отчет в хил. лв.	274 874
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	66 078
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	8 134 295
6	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	707 330
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	256 408
8	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.	61 029
9	P_{t-3}	-801
10	**Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4+р.9)**	**-14 217**
11	**Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.**	**-9 704**
12	**P_{t-2} (р.10-р.11)**	**-4 513**

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на (минус) -8 481 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи	106 145
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	93 494
3	Разходи за амортизации	56 359
4	Регулаторна база на активите	630 029
4.1.	Призната балансова стойност на активите	509 140
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	95 934
4.3.	Необходим оборотен капитал	24 955
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	42 023
7	Корекция с фактор Z	- 12 255
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 8 481

9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**277 285**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**8 586 990**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00884 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,

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 277 285 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh.

3.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г., „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01036 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00800 лв./kWh.

3.3.1. Анализ и оценка на предоставената от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „Електроразпределение Север“ АД и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Север“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01036	0,01218	**+17,57%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03008	0,03538	**+17,62%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00800	0,00940	**+17,50%**

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 84 766 хил. лв., при утвърдени за четвъртия регулаторен период – 71 841 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 70 912 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 10,02%;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 34 101 хил. лв.;

– Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 8 484 хил. лв.;

– Годишни амортизационни отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин – 2 303 хил. лв.;

– Разходи за балансиране – 1 091 хил. лв.;

– Регулаторна база на активите в размер на 263 676 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 341 881 хил. лв., в т.ч.:

а) призната балансова стойност на активите в размер на 188 024 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. в размер на 56 056 хил. лв.;

в) необходим оборотен капитал – 19 596 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 9,12%;

– Корекция с фактора Z – (минус) -6 215 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г. – (минус) -3 153 хил. лв.

3.3.2. Становище на „Електроразпределение Север“ АД по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-273-34 от 04.06.2018 г. „Електроразпределение Север“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Според дружеството съгласно представената обосновка в заявлението за цени, отчитайки структурата и текущото състояние на разпределителната мрежа, е невъзможно постигането на технологични разходи в размер на 9% в рамките на предстоящия ценови период. Разбирането на „Електроразпределение Север“ АД е, че при този размер на цената за технологични разходи за оператора остават непризнати разходи за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи от 67 828 MWh, на стойност 8 470 хил. лв. На следващо място посочва, че с оглед на текущите пазарни цени на електрическата енергия в България и региона, постигането на прогнозната цена на технологичните разходи към момента също остава трудно постижима цел, което в комбинация с липсата на компенсаторен механизъм при отклонение до 5% между прогнозната пазарната цена, по която е заложено да се закупува електрическа енергия и действителната, изправя дружеството пред допълнителен риск от некомпенсирани разходи в размер на 2 328 хил. лв. „Електроразпределение Север“ АД счита, че ще бъде принудено да реализира по-малка от одобрената за регулаторния период инвестиционна програма. Това, в съчетание с възприетия от Комисията подход за корекция на необходимите приходи в резултат на неизпълнение на инвестиционните програми за предходни периоди, би довело до нови бъдещи ограничения в необходимите приходи на дружеството, както и до затрудняване на изпълнението на лицензионната дейност. Също така в разглежданото възражение е посочено, че са нарушени принципите, регламентирани в чл. 31, т. 1, 2 и 4 от ЗЕ, а именно цените да са недискриминационни, да покриват икономически присъщите разходи и да осигуряват възвръщаемост на енергийните предприятия. Във връзка с гореизложеното, „Електроразпределение Север“ АД заявява разходи за технологични нужди от 10,02% (606 345 MWh) на обща стойност 75 714 хил. лв., отчитайки предложените в доклада цени за технологичен разход (76,82 лв./MWh), цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа (10,24 лв./MWh) и цена за задължения към обществото (36,01 лв./MWh) и разходи за балансиране (1,80 лв./MWh).

Дружеството възразява срещу определената норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,67% с аргумента, че по данни на Damodaran стойността на коефициента β за

компании от енергийния сектор е 1,25. Посочва също така, че по данни на БНБ лихвеният процент по кредити в лева за нефинансови предприятия за 2017 г. е в размер на средно 3,85%, а към април 2018 г. достига дори 4,16%, като тези стойности са по-високи от определената от КЕВР норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 3,54%.

В допълнение „Електроразпределение Север“ АД настоява, в случай че нормата на възвръщаемост за пети регулаторен период бъде преизчислена съгласно посочените по-горе стойности, същата да бъде не по-ниска от утвърдената за предходния регулаторен период.

Комисията приема за неоснователни възраженията на дружеството, по мотиви, изложени в т. 2.5. и т. 2.2. от единния подход. Допълнителен аргумент относно размера на технологичните разходи представлява обстоятелството, че през предходния регулаторен период „Електроразпределение Север“ АД отчита инвестиции в общ размер на 73 977 хил. лв., като постига намаление на технологичните разходи с 3,6 процентни пункта до 10,02%, а за следващия Комисията е одобрила инвестиции в размер на 135 000 хил. лв., т.е. с 82,5% повече.

По отношение на нормата на възвръщаемост, при определянето на коефициента β на активите не са използвани данните от Aswath Damodaran – Stern School of Business, тъй като в изчисленията му българските дружества („ЧЕЗ Електро България“ АД и „ЧЕЗ Разпределение България“ АД) са поставени сред компаниите от развиващите се пазари, където преобладаващ дял имат китайски, африкански, южноамерикански, руски и индийски компании и съответно резултатът не е относим към българския пазар.

В тази връзка Комисията е използвала анализа на Stern Stewart & Co. Данните на БНБ за лихвения процент по кредити в лева за нефинансови предприятия за 2017 г. са неприложими за определянето на безрисковия лихвен процент, тъй като те се базират на информация за лихвената статистика на всички банки в Република България, в т.ч. клоновете на чуждестранни банки и включват всички кредити, в т.ч. нов бизнес, необслужвани такива, кредити на рискови предприятия и др. Допълнителен аргумент относно искането нормата на възвръщаемост на капитала да бъде увеличена представлява утвърдената такава от регулаторите в съседните държави, в страните със съпоставим кредитен рейтинг с този на България от около 5% (напр. Румъния – 5,07%), а в страни с далеч по-нисък кредитен рейтинг (напр. Македония – 6,1%) нормата на възвръщаемост е на нивата от настоящото решение.

3.3.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2017 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 82 457 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1. от единния подход. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че през базисната година дружеството увеличава тази група разходи с 15% спрямо утвърдените за регулаторния период и с 25% спрямо отчетените за предходната 2016 г. В тази връзка може да се приеме, че поисканото увеличение с размера на инфлацията от 2,8% за 2017 г. е акумулирано от дружеството още през базисната година;

– Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 9%, в съответствие с т. 2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 19 596 хил. лв. на 18 736 хил. лв., съгласно т. 2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -8 353 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 176 064 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 186 303 хил. лв.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 225 826 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 588 927 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

$Ц_{тр.}$ и $Ц_{тр.}^{1}$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -2 379 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	5 735 511
2	Утвърдено количество технологичен разход (9%), MWh	567 248
3	Приходи, отчет в хил. лв.	202 354
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	48 944
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	5 225 826
6	Утвърдено количество технологичен разход (9%), MWh	516 840
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	184 485
8	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.	44 594
9	P_{t-3}	-516
10	**Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4+р.9)**	**-14 035**
11	**Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.**	**-11 656**
12	**P_{t-2} (р.10-р.11)**	**-2 379**

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на (минус) -3 346 хил. лв. Представените със заявление за цени с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. стойности на амортизацията на извършените през 2017 г. инвестиции са коригирани от 4 183 хил. лв., в т.ч. амортизации на безвъзмездно придобити активи в размер на 305 хил. лв., на 3 585 хил. лв., в т.ч. амортизации на безвъзмездно придобити активи в размер на 210 хил. лв., във връзка с констатациите в доклад с вх. № Е-Дк-548 от 15.06.2018 г. относно: Планова проверка на „Електроразпределение Север“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, приет с решение на КЕВР по Протокол № 113 от 22.06.2018 г., т. 6. Въз основа на информацията, постъпила в Комисията с писма с вх. № Е-13-273-27 от 04.05.2018 г. и с вх. № Е-13-273-31 от 08.05.2018 г. 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 „Електроразпределение Север“ АД амортизация на активите, невъведени в експлоатация/некапитализирани, дружеството не е начислявало. 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.

хил. лв.

		2015 г. ***(И1)***	**2016 г.** ***(И2)***	**2017 г.** ***(И3)***
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо	17 654	23 524	32 799
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	2 156	2 613	2 448
3	Нетна амортизация, An	2 155	2 617	3 376
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	13 343	18 294	26 975
5	Среден номинален размер на инвестициите *И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*	24 762		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	91 530		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*А1 + 1,5*А2 + 0,5*А3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	3 667		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	4 829		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*3+(р.7-р.8)*3	-17 586		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-14 240		
11	**Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.9-р.10)**	**-3 346**		

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	82 457
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	67 428
3	Разходи за амортизации	40 282
4	Регулаторна база на активите	262 815
4.1.	Призната балансова стойност на активите	188 024

4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	56 056
4.3.	Необходим оборотен капитал	18 736
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	17 530
7	Корекция с фактор Z	- 8 353
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 3 346
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**195 997**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**5 445 000**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД, са както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01170 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,

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 195 997 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00666 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh.

3.4.1. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия до/през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2018 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

3.4.2. 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“.

3.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-8 от 02.04.2018 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за първата ценова година от петия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2017 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са признати на стойност от 1 748 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1. от единния подход.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е определена в размер на 413 хил. лв. в съответствие с т. 2.3. от единния подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

	„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1	Разходи за амортизации	538	496	297
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	- 75	- 75	- 75
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин	463	421	222
4	**Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи**	**369**		
5	**Амортизация на инвестициите**	**44**		
6	**Среден годишен разход за амортизации**	**413**		

– Регулаторната база на активите е определена в размер на 2 214 хил. лв. в съответствие с т. 2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

хил. лв.

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2017 г.	3 027
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	605
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2017 г. (р.1-р.2)	2 422
4	Средна стойност на амортизациите (3*АМ1 + 2*АМ2 + АМ3 – 6*АМФ)/3	818
5	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4)**	**1 604**

б) среден номинален размер на инвестициите:

хил. лв.

		2018 г. *($И_1$)*	2019 г. *($И_2$)*	2020 г. *($И_3$)*
1	Инвестиции – общо	427	304	365
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	130	115	148
3	Амортизация – общо	18	49	82
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3	9	16
5	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3+р.4)	282	149	151
6	**Среден номинален размер на инвестициите** $И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$	**335**		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 275 хил. лв. съгласно т. 2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са запазени на 5% в съответствие с т. 2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е определена на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 42 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 2 432 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 2 377 хил. лв.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 70 505 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 68 910 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

$Ц_{тр.}$ и $Ц_{тр.}^{1}$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -3 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	72 203
2	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 800
3	Приходи, отчет в хил. лв.	3 013
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	328
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	65 398
6	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 442
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	2 729
8	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.	297
9	P_{t-3}	-31
10	**Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4+р.9)**	**-284**
11	**Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.**	**-281**
12	**P_{t-2} (р.10-р.11)**	**-3**

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на -55 хил. лв.

		2015 г. ($И_1$)	**2016 г. ($И_2$)**	**2017 г. ($И_3$)**
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо	451	249	181
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	355	0	50
3	Нетна амортизация, An	8	26	30
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	88	223	101
5	Среден номинален размер на инвестициите $И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$	202		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	480		
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	24,7		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	50		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*3+(р.7-р.8)*3	-135		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-80		
11	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.9-р.10)	-55		

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, са следните:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	1 748
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	456
3	Разходи за амортизации	413
4	Регулаторна база на активите	2 214
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 604
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	335
4.3.	Необходим оборотен капитал	275
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	148
7	Корекция с фактор Z	42
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 55
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**2 752**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**69 170**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

– **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,**

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 2 752 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 69 170 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 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-13-77-3 от 28.03.2018 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 2017 г. – 2018 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 в размер на 4,67 лв./MWh, представляваща 6,51% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. В тази връзка Комисията приема, че не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на стойностите на приетите в Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР компонента за

дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ в размер на 2,47 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 2,20 лв./MWh, определени в съответствие с разпоредбите на НРЦЕЕ (ред. ДВ, бр. 25 от 2017 г.).

Във връзка с горното при утвърждаването на цените на крайните снабдители следва да бъде отчетена необходимостта от създаване на предпоставки в дългосрочен план за осигуряване на плавен преход към напълно либерализиран пазар на електрическата енергия. При утвърждаването на регулираните цени на електрическата енергия по веригата на взаимносвързаност: производство – обществена доставка – снабдяване от краен снабдител, Комисията се ръководи от принципите за равнопоставеност между пазарните участници на регулирания и свободния пазар. В тази връзка е необходимо определянето на ценообразуващите елементи на регулирания сегмент на пазара да следва тенденциите и постигнатите резултати на конкурентния пазар, което се постига чрез използването на сравнителни анализи.

Дружествата на пазара по свободно договорени цени, в резултат на конкурентната среда, в която оперират, оптимизират разходите и съответно надценките, които калкулират в крайната офертна цена на клиентите си с оглед конкурентоспособността си. Анализ на офертните цени[20] на свободния пазар, съпоставени с постигнатите цени на търговете за дългосрочни продукти на производителите, показва, че разликата между цените на едро и тези на дребно, т.е. надценката на доставчиците е в диапазона 2-6 лв./MWh, която следва да покрие разходите за балансиране, оперативните разходи на дружеството (разходи за заплати и осигуровки, разходи за управление, фактуриране, инкасиране, несъбираеми вземания, разходи за енергийна ефективност, маркетинг и реклама, търговски представители и др.), както и да осигури печалба. Разликите в прилаганите надценки от почти 100% се дължат основно на таргетираните групи клиенти и пазарното портфолио на търговеца. Тези, които са се фокусирали основно върху малки бизнес клиенти, за които се прилагат стандартизирани товарови профили, калкулират допълнителни около 1-2 лв./MWh в клиентската цена, отразяващи допълнителните разходи за търговски представители, маркетинг, реклама и автомобили, които разходи са неприсъщи за крайните снабдители, осъществяващи дейността си на регулирания пазар. Важно е да се отбележи също, че надценката на търговците на свободния пазар следва да покрива и специфични рискове, от които крайните снабдители са защитени от регулираната цена, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др. При доставчиците на електрическа енергия, които са прехвърлили част от тези специфични рискове към клиентите си чрез договори, предвиждащи динамично ценообразуване (клиентската цена се определя като функция на цената на едро за дългосрочен продукт на даден производител, в повечето случаи „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, профила на потребление на клиента и фиксиран процент търговска надценка[21], включваща небаланси), се наблюдават дори по-ниски нива на надценката от посочените по-горе, в размер на около 2-3 лв./MWh.

С оглед запазването на разходите за балансиране на утвърденото за предходната ценова година ниво следва да се има предвид, че с Решение № Ц-40 от 29.12.2017 г. на КЕВР относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, е възприет нов, по-справедлив подход за определяне на пределната цена на балансиращата енергия, въз основа на който разходите на участниците на годишна база би следвало да намалеят.

Разходите за балансиране са присъщи разходи за дейността, които следва да се прехвърлят към крайните клиенти, тъй като небалансите се предизвикват от промяна в поведението на клиентите. Следва да се има предвид обаче, че прогнозите се изготвят от крайните снабдители и част от възникналите разходи за балансиране не са предизвикани

[20] Служебно известна информация

[21] Служебно известна информация

от клиентите, а от самите дружества поради грешно изготвена прогноза, поради което същите следва да поемат финансовите последици от това. При сравнение на отчетните данни на крайните снабдители е видно, че част от тях се справят много по-добре от останалите при изготвяне на прогнозите, като резултатите показват разлики в разходите за небаланси от почти два пъти. Тази тенденция е още по-ясно изразена сред търговците на електрическа енергия, които инвестират значителни средства в подобряване на прогнозите си с оглед конкурентоспособността си на пазара. В тази връзка включването на пълната заявена стойност на разходите за балансиране в необходимите годишни приходи на дружествата би нарушило интересите на клиентите, тъй като те ще следва да заплатят разходи на дружествата, без същите да са предизвикани от тях. По този начин се нарушава и основният принцип на балансиращия пазар, а именно че небалансите се заплащат от този, който ги е предизвикал, като в същото време се отнема стимулът на електроразпределителните дружества и крайните снабдители да изготвят точни прогнози.

От друга страна при сравнение на графиците на крайните снабдители и електроразпределителните дружества към обществения доставчик и отчетните данни се установява, че: през преобладаващата част от месеците количествата електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по график са по-големи от отчетените; през по-голямата част от месеците количествата електрическа енергия на крайните снабдители по график са по-малки от фактурираните на крайни клиенти; през преобладаващата част от месеците специалните балансиращи групи, в които преки членове са електроразпределителните дружества и крайните снабдители, са в излишък, поради по-големите количества електрическа енергия за технологичен разход по график. Това изкривяване в прогнозите е обусловено от факта, че през предходния ценови период цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, е по-ниска от цената, по която продава електрическа енергия на крайните снабдители, тъй като в последната е включена цената за задължения към обществото, както и от факта, че съответният мрежови оператор и снабдително дружество са в една балансираща група. В тази връзка крайните снабдители изкуствено занижават графиците си, което им позволява да фактурират на клиентите си повече електрическа енергия от реално платената на обществения доставчик.

В същото време тези недостизи се нетират от завишени количества по графиците на електроразпределителното дружество. Изложеното като краен резултат води до реализиране на значително по-високи маржове от крайните снабдители, както е описано по-долу, но изкуствено увеличава разходите за балансиране на мрежовите оператори и крайните снабдители.

Анализът на резултатите от балансиращия пазар показва, че дружествата не са предприели достатъчно мерки за активно управление на своите небаланси и минимизиране на отклоненията от регистрирания при оператора на пазара агрегиран график.

Съпоставката на гореизложените данни, резултатите от бенчмаркинг анализа, въз основа на който е определена компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., както и утвърдената за предходните два ценови периода надценка на крайните снабдители, налагат извода, че определената надценка за крайните снабдители в размер на 4,67 лв./MWh е съпоставима, дори надвишаваща средните нива на пазара.

Анализът на отчетните данни на дружествата за 2017 г. показва, че реализираните маржове значително надвишават утвърдените от регулатора. При „ЧЕЗ Електро България“ АД с 90%, при „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД с 40%, а при „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД със 118%.

Показатели	**„ЧЕЗ Електро България“ АД**	**„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД**	**„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД**

1	Фактурирани количества за 2017 г., MWh	5 656 086	4 967 399	3 242 092
2	Отчетени приходи, хил. лв.	657 497	565 704	380 988
3	Постигната средно претеглена цена, лв./MWh	116,25	113,88	117,51
4	Разходи за електрическа енергия, хил. лв.	607 402	533 416	348 130
5	Среднопретеглена цена за покупка на електрическа енергия от НЕК ЕАД, лв./MWh	107,39	107,38	107,38
6	Реализиран марж, хил. лв.	50 096	32 287	32 858
7	Реализиран марж, лв./MWh	8,86	6,50	10,13
8	Утвърден марж, включващ разходи за балансиране и компонента за дейността в размер на 2,29%, хил. лв.	26 353	23 144	15 105
9	**Надвзети средства**	**23 743**	**9 144**	**17 753**

Видно от горното, крайните снабдители реализират значително по-високи маржове от утвърдените в регулираните цени на дружествата и ако спазват заложената рамка относно разходите за небаланси, реализираните маржове позволяват както да се покрият оперативните разходи на дружествата, така и да се осигури възвръщаемост в значителен размер, което се потвърждава от отчетените финансови резултати за годината. Приемането на исканията им за повишаване на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ би осигурило свръхпечалба, респективно свръхвъзвръщаемост на крайните снабдители, предвид което не би бил спазен принципът по чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Следва да се има предвид, че при калкулациите на разходите на крайните снабдители не са отчетени обстоятелствата, че през 2017 г., в качеството си на координатори на специални балансиращи групи, тези дружества продължават практиката да купуват по-малко електрическа енергия за потреблението на крайните клиенти и повече за технологични разходи, което им осигурява допълнителни печалби, за сметка на приходите на обществения доставчик от цената за задължения към обществото.

Предвид гореизложеното е икономически обосновано компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ да се определи в размер на 4,67 лв./MWh или 6,51% от разходите за покупка на електрическа енергия. Преминаването на голяма част от небитовите потребители към свободния пазар предполага оптимизация на разходите на крайните снабдители, с оглед постигане на равнопоставеност между клиентите, избрали пазара по свободно договорени цени, и клиентите на крайните снабдители, за които цените на електрическата енергия се утвърждават от регулатора. Следва да се има предвид и европейската практика, която показва, че при пълно либерализиране на пазара на електрическа енергия, каквото предстои да се осъществи и в Р България, оптимизирането на разходите на снабдителите е от изключителна важност и се случва по естествен път поради минималните маржове на конкурентните пазари.

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.

1.4. В цените не са включени разходи за несъбираеми вземания. Не може да се приеме за обосновано, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружествата е в интерес на клиентите, тъй като

предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружествата. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружествата да полагат усилия за събирането им по реда на ГПК.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроснабдителните дружества за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г., „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

„ЧЕЗ Електро България“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,17643	0,13894	**-21,25%**
- Дневна	0,11294	0,13828	**+22,44%**
- Нощна	0,07024	0,08628	**+22,84%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14196	0,13862	**-2,35%**
- Нощна	0,07024	0,08628	**+22,84%**
3. Една скала	**0,14196**	**0,11915**	**-16,07%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13205	0,13821	**+4,66%**
- Нощна	0,05696	0,08603	**+51,04%**
2. Една скала	**0,13205**	**0,11880**	**-10,03%**

Прогнозата на „ЧЕЗ Електро България“ АД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

– Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени на обществения доставчик и възлизат на 515 450 хил. лв.;

– Разходи за балансиране на стойност 17 036 хил. лв.;

– Възвръщаемост на регулаторната база – 5 341 хил. лв.;

– Компонента за дейността – 29 963 хил. лв.;

– Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 4 045 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 172 хил. лв., некомпенсирани разходи за небаланси – 16 546 хил. лв., разходи за ребрандиране – 2 027 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 785 534MWh.

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-13-47-38 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-47-38 от 11.06.2018 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е представило становища по доклада и по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Дружеството изразява несъгласие със запазването на компонентата за дейността на нивото, определено за предходния ценови период, тъй като счита, че още с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. КЕВР, в противоречие с материалния закон и неговата цел, неправилно е определила нейния размер, като се позовава на съдебни решения в тази връзка. Според крайния снабдител не става ясно каква част от компонентата е за покриване на оперативните разходи 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 счита за несправедливо и тенденциозно направеното сравнение на доставчици на свободен с такива на регулиран пазар, тъй като за последните възникват 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.

„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.

„ЧЕЗ Електро България“ АД възразява срещу частичното признаване на разходи за балансиране с аргумента, че направеният сравнителен анализ с търговците на свободния пазар е необективен, дори само поради нормативните ограничения, наложени на координатора на специална балансираща група, който 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. Предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия“, дружеството настоява Комисията да признае в необходимите приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране за следващия ценови период – 17 036 хил. лв. или 3,56 лв./MWh.

Освен гореизложеното, „ЧЕЗ Електро България“ АД прави искане в окончателното ценово решение Комисията да преразгледа подхода си по отношение изработването на механизъм за компенсиране на некомпенсирани разходи за балансиране за периода от 01.06.2014 г. – 28.02.2018 г. в размер на 16 546 хил. лв.

В становището си дружеството посочва липсата на мотиви 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 удостоверение № УЕС ТЕ 7 от 03.07.2014 г., удостоверение № 45/06.04.2015 г., удостоверение № 114/27.04.2016 г., удостоверение № 118/17.08.2017 г. и удостоверение № 685/06.02.2018 г., издадени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР).

В тази връзка отбелязва, че с Решение № 796 на Министерски Съвет от 20.12.2017 г. на „ЧЕЗ Електро България“ АД е определена конкретна индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания в размер на 51,885 GWh за 2017 г. В допълнение посочва, че през месец март 2018 г. АУЕР е публикувала на интернет страницата си проект на списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2018 г., като съгласно този списък на „ЧЕЗ Електро България“ АД е определена индивидуална цел от 77,738 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.

В представеното становище дружеството отново акцентира върху съществуващото в практиката кръстосано субсидиране между цените на битовия сегмент и тези за небитови клиенти, което е довело до ускоряване на темповете на масово излизане от регулирания сегмент на стопанските потребители. Последното, според дружеството, заедно с непризнаването на реалните разходи, ще има за резултат увеличаване на финансовата загуба и декапитализация на „ЧЕЗ Електро България“ АД, както и бъдещи сериозни проблеми с ликвидността на дружеството.

Комисията счита, че възраженията на дружеството са неоснователни предвид аргументите, изложени в единния подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

Необосновани са исканията на дружеството за повишение на определената компонента с аргумента, че *„съдът еднозначно е установил, че чрез утвърдената*

компонента за дейността в размер на 2,29% няма да бъдат възстановени оперативните разходи на дружеството, както и че при това ниво няма да бъде реализирана възвръщаемост на капитала“. Съдът прави този извод въз основа на прогнозите на „ЧЕЗ Електро България“ АД за съответния ценови период, представени в заявлението на дружеството пред Комисията. Отчетните данни обаче показват, че не само оперативните разходи на дружеството са възстановени, но и то е реализирало значителна възвръщаемост. Както е представено в т. 1.1. от единния подход, „ЧЕЗ Електро България“ АД е реализирало 23 743 хил. лв. надвзет приход през 2017 г. 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, както е подробно описано в т. 1.1. от единния подход. В тази връзка е от изключително значение анализът на отчетните данни на дружествата.

Съгласно годишния финансов отчет на „ЧЕЗ Електро България“ АД дружеството отчита печалба за 2017 г. в размер на 40 527 хил. лв. от дейността крайно снабдяване, което представлява постигната норма на възвръщаемост от над 50% (изчислена съгласно предложения от „ЧЕЗ Електро България“ АД подход, съгласно който поради липса на нетекущи активи РБА на крайния снабдител е определена като равна само на оборотния капитал, изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ). Дори ако финансовият резултат на дружеството се намали с възстановената обезценка на вземане от НЕК ЕАД в размер на 18 693 хил. лв. до 21 426 хил. лв., то постигнатата норма на възвръщаемост е 28%. В тази връзка и предвид изложеното в т. 1.1. от единния подход, всяко увеличение на утвърдения с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. размер на компонентата 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, съгласно който цените следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

Твърденията на дружеството, че направеното сравнение между доставчици на свободен с такива на регулиран пазар е несправедливо и тенденциозно, тъй като за последните възникват допълнителни разходи, са неоснователни. Доставчиците на свободния пазар работят в изключително конкурентната среда, изложени са на ценови рискове, от които регулираните дружества са защитени, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др., както и оптимизират разходите си, за разлика от крайните снабдители. Достатъчно показателни са финансовите резултати на тези дружества – в по-голямата си част те са на минимална печалба или дори загуба, докато крайните снабдители отчитат значителни печалби. За сравнение „ЧЕЗ Електро България“ АД отчита печалба от дейността краен снабдител в размер на 41 064 хил. лв. – около 100 пъти по-висока от тази за дейността „търговия с електрическа енергия“ в размер на 464 хил. лв. и 9 пъти по-висока от тази на търговеца на свободен пазар с най-голям пазарен дял – „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД, в размер на 4 583 хил. лв.

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 от НРЦЕЕ компонентата включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост за съответната дейност и разходи за балансиране и се определя в размер до

7 на сто от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. 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 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, поради аргументите, изложени в т. 1.1. по-горе. Отделно от това не са обективни твърденията на дружеството, че частичното включване на разходите, произтичащи от сделки с балансираща енергия, в признатите от КЕВР разходи е в противоречие с Решение № 11674 от 05.11.2015 г. на ВАС по адм. дело № 9747/2014 г., оставено в сила с Решение № 2022 от 23.02.2016 г. на ВАС по адм. дело № 294/2016 г. С цитираното решение съдът е отменил чл. 10, ал. 2, т. 2 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (отм.) поради допуснати съществени нарушения на административнопроизводствените правила, а не поради установена материална незаконосъобразност на отменената разпоредба. Постановеното решение не задължава Комисията при утвърждаването на цените на енергийните предприятия да включва в признатите им разходи пълния размер на заявените разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия, както и не съдържа задължителни указания към регулатора по тълкуване и прилагане на определени законови разпоредби. Аргументи относно определения размер на разходите за балансиране са изложени по-горе в общия подход по т. 1.1.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно, тъй като 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 счита възражението на дружеството относно несъбираемите вземания за неоснователно предвид изложеното в т. 1.4. от единния подход.

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. 3 от НРЦЕЕ (ред. ДВ, бр. 25 от 2017 г.), съгласно която размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 3% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, т.е. максималният размер на икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на дружеството не следва да надхвърля 15 464 хил. лв., а дружеството предлага 35 304 хил. лв. 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 и компонентата за балансиране.

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 01.07.2018 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	0,18101
- Дневна	0,11601
- Нощна	0,07195
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14445
- Нощна	0,07195
3. Една скала	**0,14445**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13294
- Нощна	0,05654
2. Една скала	**0,13294**

при следните ценообразуващи елементи:

– цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh;

– цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh;

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 541 402 хил. лв.;

– прогнозни количества електрическа енергия – 4 785 534 MWh.

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 – 0,00984 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на

ниско напрежение – 0,03245 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– **за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден,**

– **за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh.**

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г., изменено с писмо с вх. № Е-13-49-6 от 11.05.2018 г., „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 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 01.07.2018 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,16856	0,17265	**+2,43%**
- Дневна	0,11238	0,11509	**+2,41%**
- Нощна	0,06488	0,06642	**+2,37%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13094	0,13904	**+6,19%**
- Нощна	0,06488	0,06642	**+2,37%**
3. Една скала	**0,13094**	**0,13904**	**+6,19%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13094	0,13904	**+6,19%**
- Нощна	0,05462	0,05591	**+2,36%**
2. Една скала	**0,13094**	**0,13904**	**+6,19%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. в размер на 4 572 461 MWh;

– Използвана е утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти в размер на 107,71 лв./MWh;

– Разходи за балансиране в размер на 2,20 лв./MWh или общо за новия ценови период в размер на 10 059 хил. лв.;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, изчислена по обратен път, в размер на 4,80% от утвърдената средна покупна цена на дружеството.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и:

– Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране разходи за 2018 г., свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност (ЗЕЕ) чрез цена за задължения към обществото и

– Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за периода 2010-2017 г., свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по ЗЕЕ чрез цена за задължения към обществото.

2.2.2. Становище на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-49-16 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-49-19 от 22.06.2018 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Дружеството възразява срещу предложения в доклада размер на компонентата за дейността от 2,29% и счита за неприемлив използвания подход за определянето му чрез сравнение на крайните снабдители с търговците на електрическа енергия, защото крайният снабдител има редица задължения, които не са задължения на търговеца по свободно договорени цени, изкупува електрическата енергия от над 1200 ВЕИ производители ежемесечно, преди и независимо дали е получил плащане от НЕК ЕАД, което изисква сериозно количество оборотни средства, носи целия риск от несъбираемост от над 1,6 милиона клиенти и не на последно място за разлика от търговците не може да договаря с клиентите нито цени, нито условия, нито срокове или начини за разплащане, различни от заложените в ЗЕ, Общите условия на договорите за продажба на електрическа енергия или издадената му лицензия, като посочва, че например по отношение заплащането на потребената енергия над 90% от клиентите плащат сметките си на каса, което е много скъпа услуга. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД настоява също така при утвърждаване на необходимите приходи за дейността да бъдат отчетени вменените му нормативни задължения, свързани с изпълнението на изискванията на чл. 38б от ЗЕ, с участието в европейския механизъм „REMIT“, с дейностите по чл. 80а от ЗЕ и с тези съгласно § 14 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) във връзка с администрирането на договорите по чл. 97, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, заедно с всички изменения и допълнения. Според дружеството прилаганият от КЕВР метод на ценообразуване, в който е заложен максимален размер на компонентата за дейността, го лишава от правото да получи обоснована възвръщаемост на капитала в нарушение на чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Предвид горното крайният снабдител очаква от Комисията да утвърди компонента за дейността, отразяваща реалния размер на оперативния разход, ведно с включени амортизации и справедлива възвръщаемост.

Според „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД с така предложената тарифна структура КЕВР отстъпва от принципния си подход за намаляване на кръстосаното субсидиране между видовете тарифи и изразява становище, че в дългосрочен план ценовата политика и подходи, прилагани от регулатора, следва да отчитат динамиката на либерализация на пазара на електрическа енергия, като критериите за ценообразуване се основават все повече на обективни критерии и на намаляване влиянието на конюнктурни субективни фактори. Дружеството счита, че ако Комисията следва единна и целенасочена политика, то тя трябва да формира такива крайни цени на битовите и небитовите клиенти, на база на които крайният снабдител да може да разчита на предвидения му в НРЦЕЕ марж за всяка от групите си клиенти, независимо от промяна на съотношението между тях.

Крайният снабдител възразява срещу невключването в цените на разходи за

енергийна ефективност по индивидуалните цели на енергийни спестявания с аргумента, че този подход на КЕВР е в конфликт с Решение № 796 от 20 12.2017 г. на Министерски съвет, в което е приет поименен списък на задължените лица и стойностите на определените им индивидуални цели за енергийни спестявания. Дружеството поставя акцент върху факта, че във всичките си ценови заявления от 2010 г. до настоящия момент е правило искания по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 5 от ЗЕ, произтичащи от наложени му задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност, които нито веднъж не са били взети под внимание от страна на КЕВР, като в тази връзка апелира в предстоящото решение да бъде уточнено за кога се отлагат тези разходи и по какъв начин ще бъдат компенсирани.

Комисията счита, че възраженията на дружеството са неоснователни предвид аргументите, изложени в единния подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

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. Както е представено в т. 1.1. от единния подход, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е реализирало 9 144 хил. лв. надвзет приход през 2017 г. 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, както е подробно описано в т. 1.1. от единния подход. В тази връзка е от изключително значение анализът на отчетните данни на дружествата.

Съгласно годишния финансов отчет на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД дружеството отчита печалба за 2017 г. в размер на 12 524 хил. лв. от дейността си, което представлява постигната норма на възвръщаемост от 19% (при РБА на крайния снабдител, определена като равна на оборотния капитал, изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ), която е значително над пазарните нива. В тази връзка и предвид изложеното в т. 1.1. от единния подход, всяко увеличение на утвърдения с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. размер на компонентата 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 съгласно който цените следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

Твърденията на дружеството, че направеното сравнение между доставчици на свободен с такива на регулиран пазар е неприемливо, тъй като за последните възникват допълнителни разходи, са неоснователни. Доставчиците на свободния пазар работят в изключително конкурентната среда, изложени са на ценови рискове, от които регулираните дружества са защитени, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др., както и оптимизират разходите си, за разлика от крайните снабдители. Достатъчно показателни са финансовите резултати на тези дружества – в по-голямата си част те са на минимална печалба или дори загуба, докато крайните снабдители отчитат значителни печалби. За сравнение „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД отчита печалба от дейността краен

снабдител в размер на 12 524 хил. лв., а дружеството от групата ЕВН, което е лицензирано за дейността „търговия с електрическа енергия“ – „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД отчита загуба в размер на 23 231 хил. лв., като в същото време печалбата на крайния снабдител е почти 3 пъти по-висока от тази на търговеца на свободен пазар с най-голям пазарен дял – „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД, в размер на 4 583 хил. лв.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно, тъй като 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 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

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД се установи, че предложението на дружеството за стойностите на ценообразуващите елементи противоречи на разпоредбата на чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ (ред. ДВ, бр. 25 от 2017 г.), съгласно която размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 3% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, т.е. максималният размер на икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на дружеството не следва да надхвърля 3%, а дружеството предлага 4,8%.

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 „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**
	лв./kWh
в т.ч. - Върхова	0,16953
- Дневна	0,11357
- Нощна	0,06514
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13198
- Нощна	0,06514
3. Една скала	**0,13198**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13244
- Нощна	0,05473
2. Една скала	**0,13244**

при следните ценообразуващи елементи:

– цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh;

– цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh;

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 517 296 хил. лв.;

– прогнозни количества електрическа енергия – 4 572 461 MWh.

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 – 0,00984 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03253 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– **за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден,**

– **за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh.**

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 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 01.07.2018 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,17980	0,17980	**0,00%**
- Дневна	0,12412	0,12412	**0,00%**
- Нощна	0,07012	0,07222	**+2,99%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14431	0,14431	**0,00%**
- Нощна	0,07012	0,07222	**+2,99%**
3. Една скала	**0,14431**	**0,14144**	**-1,99%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13803	0,14036	**+1,69%**
- Нощна	0,05528	0,05691	**+2,95%**
2. Една скала	**0,13803**	**0,14036**	**+1,69%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 325 952 хил. лв., при утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител в размер на 107,71 лв./MWh;

– Разходи за балансиране – 9 986 хил. лв.;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ – 9 779 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 – 4 412 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 372 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-13-46-18 от 01.06.2018 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Крайният снабдител не е съгласен със запазването на размера на надценката за дейността крайно снабдяване на 2,29% от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството и посочва, че така определената надценка няма да е достатъчна да покрие реалните разходи за регулирана дейност на компанията с 4 834 хил. лв., дори без да се отчитат допълнителните разходи за несъбираеми вземания и енергийна ефективност. Дружеството счита, че поради намаляването на количеството на продажбите в резултат на либерализацията на пазара, размерът на надценката в абсолютна стойност намалява

значително и пропорционално на количествата, докато разходите на компанията за обслужване на клиенти се изменят почти незначително, тъй като те са пряко зависими от броя на обслужваните клиенти, а не от количествата. Според „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД надценката не осигурява и възвръщаемост за компанията, което е нарушение на изискването на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно което цените трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. С оглед на горното дружеството настоява КЕВР да увеличи размера на надценката по чл. 10, ал. 2 и ал. 4 от НРЦЕЕ от 2,29% на 3% или от 2,47 лв./MWh на 3,23 лв./MWh при разходи за закупуване на електрическа енергия 326 112 хил. лв.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД възразява срещу частичното признаване на заявените разходи за балансиране с аргумента, че дейността координатор на специална балансираща група се различава значително от тази на координаторите на стандартните балансиращи групи, от една страна поради настоящите пазарни условия на либерализация и голямата мигриращa клиентска маса от крайните снабдители, от друга – значително по-прогнозируемите и управляеми портфолиа, които управляват търговците-координатори на свободен пазар (търговия на едро и преобладаващ обем от големи стопански клиенти с постоянно потребление). Според дружеството въпреки положените усилия и подобряването в точността на прогнозите, тази цена се оказва недостатъчна за покриване на реалните разходи, особено в случаи на високи цени на ЕСО ЕАД за недостиг, каквито са наблюдавани в началото на 2017 г. Дружеството също така отбелязва, че клиентското портфолио на крайните снабдители е много по-температурно зависимо от това на търговците на свободен пазар, което е видно от данните на електроенергийния системен оператор за промяната в съотношенията между регулиран и свободен пазар по месеци. Предвид гореизложеното крайният снабдител счита, че разходите за балансиране следва да бъдат увеличени от 2,20 лв./MWh на 3,30 лв./MWh, като част от цените за снабдяване с електрическа енергия.

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 в тази връзка 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.

Комисията счита, че възраженията на дружеството са неоснователни предвид аргументите, изложени в единния подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

Необосновани са исканията на дружеството за повишение на определената компонента, а твърденията, че определеният й размер няма да е достатъчен да покрие реалните разходи за регулирана дейност на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД с 4 834 хил. лв., дори без да се отчитат допълнителните разходи за несъбираеми вземания и енергийна ефективност, са неверни, 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. Както е представено в т. 1.1. от единния подход, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е реализирало 17 753 хил. лв. надвзет приход през 2017 г. 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, както е подробно описано в т. 1.1. от единния подход. В тази връзка е от изключително значение анализът на отчетните данни на дружествата.

Съгласно годишния финансов отчет на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД дружеството отчита печалба за 2017 г. в размер на 22 600 хил. лв. от дейността си, което представлява

постигната норма на възвръщаемост от 52% (при РБА на крайния снабдител, определена като равна на оборотния капитал, изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ), която е значително над пазарните нива. В тази връзка и предвид изложеното в т. 1.1. от единния подход, всяко увеличение на утвърдения с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. размер на компонентата 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.

Твърденията на дружеството, че направеното сравнение между доставчици на свободен с такива на регулиран пазар е неприемливо, тъй като за последните възникват допълнителни разходи, са неоснователни. Доставчиците на свободния пазар работят в изключително конкурентната среда, изложени са на ценови рискове, от които регулираните дружества са защитени, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др., както и оптимизират разходите си, за разлика от крайните снабдители. Достатъчно показателни са финансовите резултати на тези дружества – в по-голямата си част те са на минимална печалба или дори загуба, докато крайните снабдители отчитат значителни печалби. За сравнение „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД отчита печалба от дейността краен снабдител в размер на 22 600 хил. лв., а дружеството от групата ЕНЕРГО-ПРО, което е лицензирано за дейността „търговия с електрическа енергия“ – „ЕНЕРГО-ПРО Енергийни услуги“ ЕООД, което е на второ място по пазарен дял на свободния пазар, отчита загуба в размер на 11 940 хил. лв., като в същото време печалбата на крайния снабдител е около 5 пъти по-висока от тази на търговеца на свободен пазар с най-голям пазарен дял – „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД, в размер на 4 583 хил. лв.

Подробни аргументи относно разходите за балансиране са изложени в единния подход по-горе.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно, тъй като разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

2.3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ на ценовото предложение на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД

Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,18328
- Дневна	0,12574
- Нощна	0,07126
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14662
- Нощна	0,07126
3. Една скала	**0,14662**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13933
- Нощна	0,05429
2. Една скала	**0,13933**

при следните ценообразуващи елементи:

– цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh;

– цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh;

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 342 340 хил. лв.;

– прогнозни количества електрическа енергия – 3 026 000 MWh.

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 – 0,00984 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03278 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 01.07.2018 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-13-77-3 от 28.03.2018 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 01.07.2018 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	0,19233
- Дневна	0,10386
- Нощна	0,05091
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,12920
- Нощна	0,05091
3. Една скала	**0,12920**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13417
- Нощна	0,05503
2. Една скала	**-**

при следните ценообразуващи елементи:

– цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh;

– цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh;

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 5 373 хил. лв.;

– прогнозни количества електрическа енергия – 47 490 MWh.

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 – 0,00984 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03303 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА

БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2018 г. *(включващи цена за електрическа енергия, цена за мрежови услуги ВН, цена за мрежови услуги НН)*	
„ЧЕЗ Електро България“АД	1,75%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	1,82%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	2,78%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	3,52%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**2,03%**

Изказвания по т.3.:

Докладва П. Младеновски. След като работната група е изготвила доклада (който е приет на закрито заседание от Комисията), той е подложен на открито заседание и обществено обсъждане. Получени са множество становища. П. Младеновски обясни, че ще докладва само промените, които са настъпили след доклада. По отношение на прогнозната пазарна цена няма настъпили промени. При докладването на т. 1 от дневния ред вече са представени основните съображения на дружествата. По отношение на централите не са постъпили становища. Такова има само от НЕК ЕАД, което възразява срещу цените на водноелектрическите централи. Там няма промяна и те остават по същия начин. По отношение цената за задължение към обществото. Тя е променена от предложената в доклада от 36,01 лв. на 36,75 лв. Основната причина са променените цени на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ и съответно промененатa компонента за топлинна енергия от 7,00 лв. на 7,61 лв. Това се отразява и като по-големи разходи съгласно новата разпоредба на Закона за енергетиката. Според нея в наредбата за облекчаване на разходите за зелена енергия следва да се включи и кафява енергия. Във основа на вече издадените и проекта на заповедите относно предприятията, които следва да получават отстъпката съгласно тази наредба (публикувана на интернет страницата на Министерство на енергетиката), разходите на Фонда по това перо са преизчислени, т.е. са по-високи спрямо миналата година. По отношение цената на обществения доставчик почти няма промени. Те се дължат на разместване на количествата и са във връзка с по-високите разходи за „задължение към обществото“. По отношение цените на ЕСО ЕАД. Допълнително е коригирана цената за пренос на електрическа енергия. Коригирани са амортизациите във връзка с коригираните активи, както е описано в решението и е докладвано предходния път. Като правоприемник на НЕК ЕАД, е взета предвид една преоценка с близо 800 000 000 лв. на активите, които са извадени от регулаторната база на активите. Все пак тези активи не се дължат на инвестиции върху които би следвало да се получава възвръщаемост, а на счетоводна преоценка, която е извършена през 2009 г. или 2010 г. от НЕК ЕАД. По отношение на електроразпределителните дружества. Единствените промени, които са настъпили в цените се дължат на коригираните разходи за технологични разходи във връзка с увеличената цена за задължение към обществото, както и в резултат на проверката, която е извършена относно инвестициите на тези дружества. При тази проверка е установено, че „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „Електроразпределение Север“ АД в отчета си за инвестиции са начисляли амортизации, въпреки че не са направили такова нещо в годишния си финансов отчет и са дали в Комисията амортизации на активи, които все още не са въведени в експлоатация. Това е нарушение на ЗКПО и на счетоводните стандарти 4 и 16. В тази връзка е извършена корекция. При „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е от порядъка на 2 000 000 лв., а при „Електроразпределение Север“ АД е около 300 000 лв. допълнително в корекцията за инвестиции. При „Електроразпределение Юг“ ЕАД няма начислени амортизации на активи, които не са въведени в експлоатация и там не е извършена подобна корекция. По отношение на крайните снабдители. Във връзка с промененатa наредба надценката по чл. 10, ал. 3 е запазена от предходното решение, но вече е преизчислена във връзка с новото изискване на чл. 10, ал. 3 – надценката включва разходи за балансиране и не се определя в размер на до 3%, а до 7%. При новоопределената надценка е запазена абсолютната стойност от предходната година в размер на 4,67, което

представлява 2,20 за балансиране и 2,47 като надценка за дейността. 4,67 представлява 6,51% от разходите на дружествата за енергия. Във връзка с гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 1 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 и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага Комисията да вземе решение, което е подробно описано в представения проект.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 1 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 и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.:

1. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която е длъжно да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 1 927 000 MWh;

2. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която е длъжно да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 1 867 173 MWh;

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД количество електрическа енергия, с което да участва в покриване на потреблението на крайните снабдители, съответно от:

3.1. водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 1 003 199 MWh;

3.2. „ЕЙ И ЕС 3С – Марица Изток 1“ ЕООД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 2 209 550 MWh;

3.3. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 4 134 497 MWh;

3.4. производители на електрическа енергия от възобновяеми източници под 4 MW, в т.ч. малки водноелектрически централи, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 1 175 103 MWh;

3.5. производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW (топлофикационни и заводски централи), съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 115 162 MWh.

4. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 431 685 MWh, от които:

- **за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 785 534 MWh;**
- **за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 572 461 MWh;**
- **за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 3 026 200 MWh;**
- **за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 47 490 MWh.**

5. Процедурата за заявяване 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. Количествата електрическа енергия по т. I.1. – I.4. се разпределят помесечно въз основа на сключени договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

II. Утвърждава, считано от 01.07.2018 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 7,61 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 54,00 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 802 575 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh.

3. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 76,99 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 619 234 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.

4. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

4.1. цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,05 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 224 381 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 203 349 MWh.

4.2. цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, 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 ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 891 476 хил. лв. и количество електрическа енергия – 12 431 685 MWh.

5. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

5.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,39 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 55 621 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

5.2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 338 345 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

5.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа

енергия, в размер на 3,02 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 8 793 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия в размер на 2 915 000 MWh.

5.3.1. Производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената по т. 5.3 на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, за което последното не дължи плащане.

6. На електроразпределителните дружества:

6.1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“, при продължителност на петия регулаторен период – 3 години;

6.2. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени за първата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 304 987 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 385 737 MWh, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00971 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03245 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден, без ДДС;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh, без ДДС.

6.3. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за първата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 277 285 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 – 0,00884 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03253 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден, без ДДС;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00516 лв./kW, без ДДС.

6.4. На „Електроразпределение Север“ АД цени за първата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 195 997 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 – 0,01170 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03278 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за битови и небитови клиенти – 0,00854 лв./kWh, без ДДС.

6.5. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за първата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 2 752 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 69 170 MWh, както следва:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03303 лв./kWh, без ДДС.

7. На крайните снабдители:

7.1. На „ЧЕЗ Електро България“ АД:

7.1.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и

небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh; цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh; компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh; необходими годишни приходи – 541 402 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 785 534 MWh, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,18101
- Дневна	0,11601
- Нощна	0,07195
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14445
- Нощна	0,07195
3. Една скала	**0,14445**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13294
- Нощна	0,05654
2. Една скала	**0,13294**

7.1.2. 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 – 0,00984 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03245 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден;

– цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh.

7.2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД:

7.2.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh; цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh; компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh; необходими годишни приходи – 517 296 хил. лв. и прогнозни

количества електрическа енергия – 4 572 461 MWh, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,16953
- Дневна	0,11357
- Нощна	0,06514
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13198
- Нощна	0,06514
3. Една скала	**0,13198**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13244
- Нощна	0,05473
2. Една скала	**0,13244**

7.2.2. 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 – 0,00984 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03253 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден;

– цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh.

7.3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД:

7.3.1. 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: цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh; цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh; компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh; необходими годишни приходи – 342 340 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 3 026 000 MWh, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18328
- Дневна	0,12574
- Нощна	0,07126
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14662
- Нощна	0,07126
3. Една скала	**0,14662**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13933
- Нощна	0,05429
2. Една скала	**0,13933**

7.3.2. 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 – 0,00984 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03278 лв./kWh.

7.4. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД:

7.4.1. 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: цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh; цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh; компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh; необходими годишни приходи – 5 373 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 47 490 MWh, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,19233
- Дневна	0,10386
- Нощна	0,05091
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,12920

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
- Нощна	0,05091
3. Една скала	**0,12920**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13417
- Нощна	0,05503
2. Една скала	**-**

7.4.2. 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 – 0,00984 лв./kWh;

– 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.

III. Отказва на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

IV. Отказва на „ТЕЦ Марица 3“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

V. Отказва на „ТЕЦ Варна“ 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 Светла Тодорова, 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.

С. Тодорова гласува **„против“.**

С. Тодорова каза, че гласува „против“ поради същата причина (както и за цените на топлинната енергия). Цената на природния газ е неправилно изчислена. Грешна е и затова дава грешно отражение върху тези цени.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

Определя, считано от 01.07.2018 г., 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 4 MW и над 4 MW.

По т.2. както следва:

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“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2018 г.

По т.3. както следва:

Определя за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. цени в сектор „Електроенергетика“.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-9 от 01.07.2018 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW.
2. Решение на КЕВР № Ц-10 от 01.07.2018 г. относно цени на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.
3. Решение на КЕВР № Ц-11 от 01.07.2018 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(С. Тодорова)

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:
(Н. Косев - главен експерт)