



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



ДО
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КЕВР

ДОКЛАД

от

дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и дирекция „Правна“

Относно: утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсиране на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия на преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, Комисията определя премии, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност от 500 kW и над 500 kW премии, като разлика между определената до влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник – § 28, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.).

По силата на чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) управлява средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а и 94 от ЗЕ, както и на разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

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

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

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

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на EEX¹ (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърните сделки на HUDEX².

Фючърсите за българския пазар³ за трето тримесечие на 2021 г. (Q3 2021) са на нива от 68,51 €/MWh (133,99 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2021 г. (Q4 2021) са на нива от 70,30 €/MWh (137,49 лв./MWh) или за второто полугодие на 2021 г. (H2 2021) цената следва да е около 69,41 €/MWh (135,74 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар³ за Q3 2021 са на нива от 68,96 €/MWh (134,87 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,05 €/MWh (138,96 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,01 €/MWh (136,92 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за унгарския пазар³ на EEX за Q3 2021 са на нива от 69,11 €/MWh (135,17 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,30 €/MWh (139,45 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,21 €/MWh (137,31 лв./MWh), за Q1 2022 – 72,06 €/MWh (140,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 55,71 €/MWh (108,96 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 67,05 €/MWh (131,13 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX³ за Q3 2021 са на нива от 69,26 €/MWh (135,46 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,54 €/MWh (139,92 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,40 €/MWh (137,69 лв./MWh), за Q1 2022 – 71,55 €/MWh (139,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 58,67 €/MWh (114,75 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 65,11 €/MWh (127,34 лв./MWh).

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

Основните движещи фактори за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, са икономическото възстановяване на Европейския съюз след пандемията от COVID-19, обуславящо ръста на финансовите пазари и покачването на цените на емисиите CO₂. Съвкупното влияние на тези два фактора се прехвърля освен върху спотовите пазари и върху останалите сегменти, тъй като пазарите са свързани. Оценките на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер. Европейската система за търговия с емисии (ETS) е инструмент, създаден за стимулиране на декарбонизацията на икономиката, което предполага, че цените следва да са достатъчно високи, за да компенсират преминаването от въглища към зелена икономика. Това е предпоставка ръстът на цените на емисиите CO₂ да продължи, тъй като според повечето анализатори за постигане на целта от 55% намаление на емисиите от ЕС, цените на квотите следва да се повишат до 80 €/тон. Следва, обаче, да се отчете и спекулативният елемент в резкия ръст на ETS пазара. Все по-голям дял в търговията с въглеродни емисии придобиват финансови дружества, в т.ч. и водещи инвестиционни банки, като Goldman Sachs и Morgan Stanley, както и големи хедж фондове. През последната година делът на инвестиционните фондове, притежаващи фючърси, е нараснал почти два пъти, което тясно корелира с последните промени в цените. Инвеститорите диверсифицират портфейлите си с ETS фючърси предвид политическата подкрепа към този инструмент и възможностите на Европейската комисия (ЕК) за намеса на този пазар чрез ограничаване на предлагането. Следва да се отчете обаче и фактът, че европейската търговия с емисии е политически проект, от който инвеститорите сравнително бързо могат да пренасочат инвестициите си при

¹ <http://www.eex.com>

² <https://hudex.hu>

³ Данните са актуални към края на месец април 2021 г.

бичи растеж на капиталовите пазари. В тази връзка може да се направи извод, че пазарите са отчели в цените на фючърсите горните фактори, но отчитайки спекулативния елемент през последната година и прилагайки консервативен подход, прогнозната пазарна цена за следващия регулаторен период следва да се редуцира с допълнителни 3-4 €/MWh до около 60 - 61 €/MWh или 119 лв./MWh.

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

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

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигнатата среднопретеглена цена	80,61 лв./MWh
3	Групов коефициент K_t (p.2/p.1)	1,04915
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	124,85 лв./MWh

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните оператори на електроразпределителни мрежи.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,10315
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	131,27 лв./MWh

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД и „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,05104
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	125,07 лв./MWh

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

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

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	72,01 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,93723
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	111,53 лв./MWh

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

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

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

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

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

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

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

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

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 124,85 лв./MWh;
2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 131,27 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 125,07 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 111,53 лв./MWh;
5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 114,76 лв./MWh;
6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 114,99 лв./MWh;
7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 119,40 лв./MWh.

II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „производство на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от

една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители: заявление с вх. № Е-14-24-4 от 01.04.2021 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-3 от 08.04.2021 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-6 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-1 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление с вх. № Е-14-09-5 от 01.04.2021 г. от „Топлофикация Русе“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно ВЕЦ-овете, собственост на дружеството.

КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдители – чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Следователно КЕВР следва да утвърди цени на електрическата енергия само на тези производители, от които е предвидила разполагаемост и количества енергия за регулирания пазар по реда на посочената разпоредба от ЗЕ. Комисията, обаче, не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и 94 от ЗЕ – чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ. В тази връзка КЕВР следва да разгледа и анализира посочените по-горе заявления на производителите, след което да утвърди цени на електрическата енергия само на дружествата, които изпълняват условието на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

1.1. Анализ и оценка на предоставената от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД прогнозна информация.

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. в частта по т. II.2. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 54,77 лв./MWh, без ДДС, при общо необходимими приходи от 831 696 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 186 584 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-4 от 01.04.2021 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 56,87 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 213 768 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 117 247 хил. лв.; консумативи – 1 703 хил. лв.; други променливи разходи – 1 661 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 661 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 93 157 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 613 840 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 150 895 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 40 733 хил. лв.; социални разходи – 26 366 хил. лв.; разходи за амортизации – 172 871 хил. лв.; разходи за ремонт – 89 028 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 133 947 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 59 603 хил. лв.;

– Нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 16 453 721 MW*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

– цената на електрическата енергия възстановява икономически обосноващите годишни разходи за осъществяване на лицензионна дейност, в т.ч. разходи за управление, експлоатация и поддръжка, ремонти, амортизации, гориво и разходи, произтичащи от лицензионни и нормативни изисквания;

– цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала 2,9%, при оборотен капитал 75 686 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 053 810 хил. лв.;

– прогнозният размер на нетния търговски износ в електроенергийната система (ЕЕС) на страната (нетно производство) е съобразен с планираните експлоатационни режими на производствените мощности;

– прогнозните производствено-технически показатели са определени на базата на следните фактори: проектни характеристики на ядрените блокове с отчитане на въздействието на характерните за площадката околни условия (температура/ниво на водоизточника) върху изходната електрическа мощност; оптимално натоварване на мощностите с отчитане на спецификата на експлоатация: работа в базов режим; работа в режим на мощностен ефект в края на горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт (ПГР); допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; съгласуван с ЕСО ЕАД график за работа на ядрените енергийни блокове (ЯЕБ) през 2021 г. съгласно процедурата в Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС); прогнозни режими на работа на ЯЕБ през 2021–2022 г. съгласно плана за развитие на дружеството; планови престои за ПГР: 36 календарни дни на ЯЕБ № 6 през второ полугодие на 2021 г., 38 дни на ЯЕБ № 5 през първо полугодие на 2022 г. Продължителността на планираните престои отчита критичните линии за изпълнение на планирания обем дейности при спрян блок (годишен ремонт, техническо обслужване, специализиран контрол и диагностика, презареждане, реконструкции и други, съгласно утвърдени ремонтна програма, инвестиционна програма, програмите за повишаване на безопасността и за удължаване на ресурса; допустима непланова неготовност – 1%, при световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – до 3%;

– разходите за производство на електрическа енергия са определени на база отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по издадената на дружеството лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“. От отчетните и прогнозните разходи са приспаднати разходите, отнасящи се до страничните и социални дейности, производство и пренос на топлинна енергия;

– прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен със 7% спрямо отчетения за 2020 г.;

– разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозирани в размер на 172 871 хил. лв. при използване на линеен метод на амортизация, съгласно счетоводните политики на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и в зависимост от техническия полезен живот на активите. В отчетните и в прогнозните разходи не са включени разходите за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин, в размер на 3 942 хил. лв. Прогнозният размер на амортизацията е до размера на отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2020 г.;

– обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2020 г., предходния и предстоящия регулаторен период е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката, ТОиР съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за регулаторния период са на стойност 89 028 хил. лв. и не включват разходи, които увеличават стойността на активите. По-високите прогнозни разходи за ремонт спрямо отчетените през 2020 г. се дължат на неосъществяването на част от ремонтните дейности, планирани за изпълнение от чуждестранни компании във връзка с обявеното с Решение от 13.03.2020 г. на Народното събрание на Република България извънредно положение в резултат от разпространението на COVID-19. С цел недопускане възможността за заразяване на персонала и осигуряване безопасната работа на 5 и 6 ядрени енергийни блокове, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предвидило задължителни защитни мерки, което е наложило изместването на част от ремонтните дейности в следващ период. Увеличението се дължи основно на: увеличени обеми текущи и основни ремонти на оборудване, включено в дългосрочния график за ТОиР, увеличен обем на ремонт, настройка и изпитания на оборудване, наложено от програмата за продължаване срока на експлоатация и невключено

досега в дългосрочния график за ремонт на оборудването, планирани основни ремонти, вследствие дефектовка на оборудване от предходния ПГР и др.;

– разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозирани на база нормативни изисквания и сключени договори;

– ядреното гориво е на стойност 117 247 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани с и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия;

– регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2020 г., пряко свързани с дейността производство на електроенергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и възлиза на 2 053 810 хил. лв. Представена е информация за разпределение на активите по блокове (5 и 6 ЯЕБ) Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, възлиза на 75 686 хил. лв. и е изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходите за амортизации и разходите за обезценка на несъбираеми вземания;

– нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,90 %, при НВ на собствения капитал – 2,59 % и НВ на привлечения капитал – 8,38 %.

1.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, прогнозираните разходи са коригирани, както следва:

– Разходите за ремонт са коригирани до отчетените през 2020 г. нива, от 89 028 хил. лв. на 70 643 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година такива разходи, в размер на 66 889, към които са прибавени 3 754 хил. лв. за неизпълнени дейности през 2020 г. За предходния регулаторен период дружеството е заявило разходи за ремонт в размер на 70 643 хил. лв., като неизпълнението е в размер на 3 754 хил. лв. и се дължи на неосъществяването от чуждестранни компании на част от планираните ремонтни дейности поради Решение от 13.03.2020 г. на Народното събрание на Република България за обявяване на извънредно положение, обн. ДВ, бр. 22 от 2020 г. във връзка с разпространението на COVID-19;

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 133 947 хил. лв. на 123 999 хил. лв., тъй като разходите за канцеларски материали, застраховки, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, услуга по предоставяне на безплатна храна, услуга водоподаване, обучения и квалификации, специфични разходи, свързани с технологията на производство, научни разработки и документации, командировки, разходи за задължения по нормативни актове са признати на ниво отчет през 2020 г.;

– Променливите разходи са коригирани от 213 768 хил. лв. на 213 188 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за консумативи и други променливи разходи до отчетените нива през базисната година.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на пълната цена за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	15 601 067	15 601 067
2	Променливи разходи	хил.лв.	213 768	213 187
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	613 840	585 430
4	Възвръщаемост	хил.лв.	59 603	59 603
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	887 211	858 220
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	56,87	55,01

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 55,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 858 220 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. П.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД в размер на 85,01 лв./MWh, без ДДС.

2.1. Анализ и оценка на предоставената от НЕК ЕАД прогнозна информация

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 85,09 лв./MWh, без ДДС, формирана при следните условия:

- Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. от 3 235 034 MWh, като количеството електрическа енергия е определено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ на база средногодишното производство за последния 11-годишен период;

- Условно-постоянните разходи са прогнозиран на базата на отчета за 2020 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;

- Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 1 370 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период спрямо отчетените през 2020 г. с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;

- Разходите за работно облекло и въоръжена охрана са заявени съгласно сключените от НЕК ЕАД договори, като в тях е отразено и увеличението на минималната работна заплата в страната;

- Разходите за персонал са увеличени с 10%, като според дружеството е необходимо актуализиране на възнагражденията в НЕК ЕАД, тъй като такова не е извършвано в последните 5 години;

- Разходите за безплатна храна са определени съгласно действащата нормативна уредба -Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея и колективен трудов договор и са увеличени спрямо отчета за 2020 г., тъй като са обвързани с размера на минималната работна заплата за 2021 г.;

- Разходите за амортизации са изчислени по приетия от дружеството метод;

- Останалите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 2,6% прогнозна инфлация;

- Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо базовата година с 10% предвид завишените разходи за охрана на обекти и ремонт, които са пряко свързани с изменението на размера на минималната работна заплата, който от началото на 2021 г. е увеличен с 6,5%;

- НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 42 916 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с

намаленото производство от ВЕЦ и необходимостта за производство от ПАВЕЦ за покриване на вечерния пик на потребление, като ПАВЕЦ трябва да работи в помпен режим през нощта, за да осигури необходимата вода за електропроизводство в пика;

– РБА е изчислена съгласно предварителния отчет за 2020 г. Използваната от дружеството НВ е в размер на 5,03%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,043% и НВ на собствения капитал от 4,50%.

2.2. Ценообразуващи елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за утвърждаване на цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2020 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 18 631 хил. лв. на 18 340 хил. лв., като разходите за пощенски разходи, телефони, абонаменти и информационни услуги, разходите за вода, отопление и осветление, разходите за въоръжена и противопожарна охрана, разходите, класифицирани като други външни услуги и други разходи са признати на ниво отчет 2020 г.;

– Променливите разходи са коригирани от 109 346 хил. лв. на 105 943 хил. лв., тъй като поисканото увеличение спрямо базисната година на разходите за водоподаване не е обосновано;

– Предложените стойности на РБА и НВ не са коригирани.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	3 235 034	3 235 034
2	Променливи разходи	хил.лв.	109 346	105 943
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	107 444	107 153
4	Възвръщаемост	хил.лв.	58 491	58 491
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	275 282	271 587
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	85,09	83,95

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 83,95 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 271 587 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 235 034 MWh.

3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

3.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-12-3 от 08.04.2021 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 143,02 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 31,48 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 193,40 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 929 904 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 224 905 хил. лв., консумативи – 18 251 хил. лв., други променливи разходи – 686 748 хил. лв. (такса услуга водоползване – 179 хил. лв., енергия за производствени нужди – 530 хил. лв., депониране на пепелина – 3 430 хил. лв., разходи за закупени емисии CO₂ – 682 609 хил. лв.);
- Нетна електрическа енергия – 6 501 789 MWh;
- Условно-постоянни разходи – 256 529 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 70 998 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 10 403 840 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 6 501 789 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 929 904 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени CO₂ квоти, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи, като услуга водоподаване, енергия за собствени нужди и депониране на пепелина.

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи променливи разходи:

- Основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища, добивани от „Мини Марица изток“ ЕАД в Източномаришкия енергиен комплекс, които се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 221 931 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./ТУГ;

- Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 2 974 хил. лв. и включват разходи за мазут – 295 хил. лв. и разходи за природен газ (метан) 2 679 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени въз основа на цената за промишлени потребители по приложена фактура от „Ситигаз България“ ЕАД, в размер на 578,55 лв./х.нм3 с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа;

- При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик, формирани от количество варовик от 679 581 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като съгласно подписаните договори за доставка планираните разходи за варовик възлизат на 17 601 хил. лв.;

- Разходите за водоползване се формират съгласно чл. 10, ал. 1 от Тарифата за таксите за водовземане за ползване на воден обект и декларация по чл. 194б от Закона за водите за изчисляване на дължимата такса по утвърден образец от министъра на околната среда и водите за разрешено ползване на воден обект за 2018 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

- Разходите за квоти за парникови газове са формирани въз основа на очакването на дружеството да емитира 8 725 312 тона парникови газове, като цялото количество следва да бъде закупено по пазарни цени. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен период е изчислена на 682 609 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 40 евро/тон на база закупените от „Български енергиен холдинг“ ЕАД към момента на подаване на заявлението и настоящата пазарна ситуация.

Условно-постоянните разходи, заявени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията. Общата стойност на планираните постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 256 529 хил. лв. Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период са с 3,2% по-ниски от отчетените през 2020 г. и възлизат на 69 877 хил. лв. Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 31 408 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Планираните разходи за амортизации през новия ценови период са 99 147 хил. лв. Стойността на тази група разходи отбелязва минимално повишение спрямо отчета за

2020 г., съгласно който същите възлизат на 96 209 хил. лв. Според „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите. Дружеството посочва, че ремонтната програма за 2021–2022 г. е на стойност 26 658 хил. лв. и завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2020 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение. Съгласно разглежданото заявление планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 29 439 хил. лв.

Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 399 867 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 74 351 хил. лв. Използваната от дружеството НВ на собствения капитал (НВск) за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%, а на привлечения капитал (НВпк) – 4,73%, а среднопретеглената цена на капитала е 5,07%.

Искане за компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило и искане на основание чл. 35 от ЗЕ за признаване и компенсиране на разходи за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, съгласно утвърдените от Комисията с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. квоти, както и Заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г., Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. и Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. на министъра на енергетиката с оглед гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия.

Дружеството посочва, че отчетните данни за разходите, свързани с производството на електрическа енергия през 2020 г., формират значително по-висока стойност, спрямо прогнозните разходи, използвани от КЕВР при утвърждаване на регулираните цени, което се дължи на две обстоятелства:

– утвърждаваните цени от КЕВР се базират винаги на прогнозни данни, а колкото и прецизна да е прогнозата на регулатора, разликата с отчетните данни подлежи на регулаторен преглед относно икономическата обосновааност на разходите и последващо признаване и включване като част от необходимите приходи за следващия регулаторен период;

– влиянието на ценовите нива на международните борсови пазари до голяма степен е свързано с рискове, които не могат да бъдат планирани – такъв пример е резкият скок в цените на въглеродните емисии през 2020 г., който е предизвикал сериозни допълнителни разходи за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, съответно цената на електрическата енергия за клиентите на регулирания пазар се е увеличила двукратно спрямо прогнозата на КЕВР за предходния регулаторен период.

Във връзка с горното дружеството обръща внимание, че видно от представената отчетна информация за извършените разходи през 2020 г., променливите разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД надхвърлят значително стойността на регулаторно определените за съответния ценови период. Отчетените по-високи променливи разходи за 2020 г. основно са в резултат на разликата между прогнозната, използвана от КЕВР, и реално отчетените цени на квотите за емисии парникови газове. Признатите от КЕВР разходи за парникови газове при изчисляване на цената на електрическата енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. са в размер на 51,61 лв./MWh, а в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 – 55,94 лв./тон. Съгласно финансовия отчет на дружеството за 2020 г. реално отчетените разходи за закупените квоти за емисии са в размер на 104,99 лв./MWh. Детайлна информация за прогнозните и отчетени цени и количества е представена в таблицата по-долу:

Компенсирани на разходите за квоти за емисии през 2020 г.					2021
Показатели	Мярка	Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР за периода 01.01.2020 г. – 30.06.2020 г.	Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода 01.07.2020 г. – 31.12.2020 г.	Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода 01.01.2021 г. – 30.06.2021 г.	
1	Общо нетно производство, съгласно подадено заявление от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и Решение на КЕВР	MWh	7 478 231	7 416 175	7 416 175
2	Признати разходи за квоти за емисии CO ₂ , съгласно Решение на КЕВР	хил. лв.	385 966	414 837	414 837
2.1	Признати разходи за квоти за емисии CO ₂ , съгласно Решение на КЕВР	лв./MWh	51,61	55,94	55,94
3	Реално произведена ел. енергия нето, в т.ч. на регулиран пазар, отчет 2020 г.	MWh	3 193 016	3 193 016	3 193 016
3.1	Продадена ел. енергия на НЕК- ОД за съответния период	MWh	1 549 031	1 495 715	1 104 285
4	Разходи за квоти емисии CO ₂ , отчет	хил. лв.	335 243	335 243	335 243
5	Разходи за квоти емисии CO ₂ , отчет	лв./MWh	104,99	104,99	104,99
6	Разлика между признати и отчетени разходи за квоти емисии CO ₂	лв./MWh	53,38	49,06	49,06
7	Разлика между признати и отчетени разходи за квоти емисии CO ₂	хил. лв.	82 688	73 373	54171
8	Общ размер на компенсация за разходите квоти емисии CO ₂	хил. лв.	210 233		

Според производителя вследствие на разликата между изчислените от КЕВР в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. компенсации за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в размер на 95 609 хил. лв. и изчислените такива от ФСЕС, формирани на база цената, определена от КЕВР, Фондът превежда по-малки суми на НЕК ЕАД, който от своя страна съответно редуцира и плащането към централата. В тази връзка регулярно в рамките на текущия регулаторен период общественият доставчик уведомява „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за по-малкия размер платени суми, респективно и в съответствие с чл. 8 (4) от Споразумение № 20ИД-Х19А048/17020/23.07.2020 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД издава кредитни известия към НЕК ЕАД, като се очаква до края на регулаторния период сумата по тях да достигне 7 хил. лв.

Дружеството отбелязва, че на 22.01.2021 г. настъпва авария при извършване на технологична операция и задействане автоматичната защита на блок 5 на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, което е наложило активирането на блок 5 за времето от 10,52 ч. до 24,00 ч. и на блок 6 за времето от 10,11 ч. до 24,00 ч. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за гарантиране сигурността на енергийните доставки в национален мащаб, като дружеството няма сключен договор с ЕСО ЕАД и не е платена разполагаемост за студен резерв. Електрическата енергия, предоставена на ЕСО ЕАД, е заплатена по цена за регулиране нагоре, като разходите за пуск и последващо спиране на енергоблоковете, които са извънредни разходи над обичайните за производство на енергия, не са калкулирани в цената. Разходите за пуск и последващо спиране са в размер на 129 хил. лв., които следва да бъдат признати като компенсация.

Във връзка с направеното искане по чл. 35 от ЗЕ „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД излага и следните допълнителни аргументи:

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в приложението към чл. 1, ал. 1 от Постановление № 181 на Министерския съвет от 20.07.2009 г. за определяне на стратегическите обекти и дейности, които са от значение за националната сигурност (ПМС № 181 от 2009 г.);

– Централата е ключов елемент на ЕЕС и осигурява както основен товар за консумация, така и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата при най-ниска себестойност между останалите топлоелектроцентрали;

– ТЕЦ „Марица изток 2“ е единствената централа, която има връзка с трите нива на напрежение на ЕЕС на Република България – 110, 220 и 400 kV, което я прави основен фактор за устойчивата работа на ЕЕС, за ограничаване на разпространението на тежки аварии и подпомагане бързото възстановяване на системата;

– Енергийна сигурност и гарантиране на снабдяването с електрическа енергия не означават и не се свеждат единствено до статистически данни за възникнали тежки аварии и предприети действия за тяхното отстраняване съгласно ПУЕЕС. Осигуряването за енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. В хипотезата на либерализиран пазар на електрическа енергия, обаче, вменените на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД задължения към обществото не могат да бъдат изпълнявани и финансирани на пазарен принцип.

– Признаването и компенсирането на извършените разходи по чл. 35 от ЗЕ имат за цел да осигурят безопасната техническа експлоатация на съществуващите съоръжения на централата с оглед гарантиране на енергийните доставки.

Във връзка с изложените аргументи, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предявява искане за компенсиране на разходи, възлизащи общо на сума в размер на 210 369 хил. лв., както следва:

1. Действително отчетени разходи, подлежащи на компенсиране през 2020 г., както и за първото полугодие на 2021 г., в размер на 210 233 хил. лв., в т.ч.:

1.1. Разходи, подлежащи на компенсиране по Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР за периода от 01.01.2020 г. до 30.06.2020 г. – 82 688 хил. лв.;

1.2. Разходи, подлежащи на компенсиране по Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. – 127 545 хил. лв.

2. Компенсация за по-малкия размер платени суми в съответствие с чл. 8 (4) от Споразумение № 20ИД-Х19А048/17020/23.07.2020 г. и издадени кредитни известия към НЕК ЕАД – 7 хил. лв.

3. Компенсация за активиране на блок 5 и блок 6 от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за гарантиране сигурността на енергийните доставки в национален мащаб, като дружеството няма подписан договор с ЕСО ЕАД и не е платена разполагаемост за студен резерв – 129 хил. лв.

3.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 256 529 хил. лв. на 248 547 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за работно облекло, охрана на труда, както и разходите за ремонт до нивото, отчетено през базисната година. Необосновано е поисканото завишаване с 18% на разходите за ремонт, предвид ниската натовареност на централата през предходната календарна година.

Извършена е корекция на разходите за гориво за разпалване от 2 974 хил. лв. на 1 798 хил. лв., които представляват отчетената през базисната година стойност. Разходите за депониране на пепелина са преизчислени от 3 430 хил. лв. на 2 668 хил. лв., при отчетени за 2020 г. – 1 601 хил. лв., предвид планираната по-висока използваемост на централата спрямо

базисната година. Предложената от дружеството стойност на разходите за CO₂ квоти в размер на 682 609 хил. лв.⁴ е преизчислена на 805 442 хил. лв.⁵

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	6 501 789	6 501 789
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил.лв.	929 904	1 047 390
2.1.	Гориво за производство, консумативи, други променливи разходи	хил.лв.	247 295	245 324
2.2.	Разходи за емисии CO ₂	хил.лв.	682 609	802 066
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	256 529	248 547
4	Възвръщаемост	хил.лв.	70 998	70 998
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	1 257 431	1 367 551
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	193,40	210,33

Съгласно чл. 35, ал. 1 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. За такива разходи според чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ се признават и разходите, произтичащи от задължения, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката. В тази връзка енергийните предприятия подават периодично заявление пред Комисията за компенсиране на тези разходи, като представят доказателства за тяхното основание и размер (чл. 35, ал. 3 от ЗЕ).

На дружеството не са признати разходи по чл. 35 от ЗЕ.

Дружеството е изложило аргументи относно квалифицирането на експлоатираната от него централа като стратегически обект от значение за националната сигурност, както и критична инфраструктура в сектор „Енергетика“, но не е посочило, нито е доказало, че реално е претърпяло разходи в тази връзка. Установяването на критичните инфраструктури се осъществява по правилата на Наредбата за реда, начина и компетентните органи за установяване на критичните инфраструктури и обектите им и оценка на риска за тях (НРНКОУРИООР). 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 от 2009 г., обн., ДВ, бр. 59 от 2009 г., се приемат за установени критични инфраструктури. По силата на чл. 1, ал. 1 от ПМС № 181 от 2009 г. във връзка с т. V.2.3. от списъка – приложение към ПМС № 181 от 2004 г., „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е стратегически обект от значение за националната сигурност, както и установена критична инфраструктура в сектор „Енергетика“. В тази връзка има задължения, произтичащи от План за възстановяване, който се отнася за случаите на пълно разпадане на ЕЕС след тежки аварии. Съгласно чл. 131, ал. 1 от ПУЕЕС Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа.

В допълнение, следва да се има предвид, че прилаганият метод за ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ не допуска компенсиране на разходи във връзка с прилагане на предходно ценово решение на КЕВР, каквото искане прави дружеството по отношение на Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР. При този метод за ценово регулиране Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година, като следващ регулаторен преглед се извършва по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между

⁴ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 40,00 €/тон

⁵ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 47,00 €/тон

одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи – чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ. Според § 1, т. 15 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „регулаторен преглед“ означава дейност, при която Комисията извършва анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозната информация за следващ ценови/регулаторен период, предоставена от енергийните предприятия. В тази връзка, необосновани се явяват претенциите на заявителя за допълнително компенсиране на разходи в размер на 210 233 хил. лв., дължащи се на разликата между прогнозната цена, използвана от КЕВР, и реално отчетените цени на квотите за емисии парникови газове.

Необосновано е също така и искането на дружеството за допълнителни 7 хил. лв., поради разлика между размера на изчислената от КЕВР в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. стойност на разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото - количествата електрическа енергия, предоставени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар въз основа на заповед на министъра на енергетиката, в размер на 95 609 хил. лв. и изчисленията на ФСЕС. Посочената в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР стойност представлява лимитът, над който ФСЕС не следва да компенсира обществения доставчик, а месечните компенсации се изчисляват като произведение от предоставеното количество електрическа енергия и разликата между изчислената цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД (до втория знак след десетичната запетая) и прогнозната цена на електрическата енергия на дружеството, използвана при изчисляването на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдителите (до втория знак след десетичната запетая).

Неоснователно се явява и искането на дружеството за компенсация на разходите за пуск и последващо спиране на активираните на 22.01.2021 г. енергийни блокове 5 и 6, тъй като от една страна за последните не е платена цена за разполагаемост за студен резерв, а от друга тези разходи са извънредни над обичайните за производство на енергия и не са калкулирани в заплатената му цена за регулиране нагоре. Действията по сключването на договор за предоставяне на разполагаемост за студен резерв, съответно предоставянето на услугата и разплащанията по такъв договор, представляват търговски отношения между ЕСО ЕАД и съответния доставчик на студен резерв, тоест не е възможно производителят да търси от Комисията парична компенсация, произтичаща от такъв тип отношения. Следва да се има предвид също така, че цената за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре се определя в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД. В конкретния случай на 22.01.2021 г. между 10:00 ч. и 24:00 ч., цената за регулиране нагоре надвишава 210 лв./MWh. Размерът на тази цена надхвърля значително пазарната цена за съответните часове, като една от причините за определянето на такава висока цена е същата да е в състояние да покрие и подобни извънредни разходи на доставчиците на балансираща енергия.

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 210,33 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 367 551 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 6 501 789 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.4., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. на „ТЕЦ Бобовдол“ ЕАД цена, по която дружеството продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 98,63 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 184 435 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.

4.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-33-6 от 31.03.2021 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 143,20 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 24,41 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 179,11 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани от дружеството при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 223 818 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 142 448 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 2 952 хил. лв.; консумативи – 78 417 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO₂ – 59 393 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 44 462 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 11 677 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 1 800 000 MWh;
- собствени нужди – 13,17%;
- нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво – 376,4 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 433,47 г.у.г./kWh;
- разход на мазут – 3 600 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки на горива. В разходи за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности, индексирани според официално отчетената инфлация. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва разходите за квоти парникови газове по цена от 40,00 €/тон.

Цената за разполагаема мощност „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД обосновава при заложените параметри:

- Разполагаеми два енергийни блока, тъй като един блок е в топлофикационен режим;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 180 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
- Обща брутна разполагаема мощност – 2 299 380 MW*h;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 5,52%, при оборотен капитал 83 009 хил. лв. и регулаторна база на активите – 211 576 хил. лв.

Дружеството разпределя постоянните разходи на централата по следния начин: 80% за топлофикационната част и 20% за кондензационната част в съответствие с относителния им дял в производството на електрическа енергия през отчетния период.

За регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира разходите за заплати да са в размер на 15 905 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2020 г., увеличени с 10%, поради дългия период, в който заплатите не са коригирани. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са 4 477 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 11 527 хил. лв., формирани на база отчет 2020 г. и прогноза по амортизационния план за 2021 г. за дълготрайните материални активи на централата. Разходите за ремонти са 4 432 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове 1 и 2 и основен ремонт на блок 3. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 8 121 хил. лв., определени на база отчет 2020 г.

4.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 44 462 хил. лв. на 44 178 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за работно облекло, наеми, както и разходите за ремонт до нивото, отчетено през базисната година.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за хидратна и негасена вар за сероочистваща инсталация (СОИ) и разходите за депониране са коригирани до стойностите, отчетени през базисната година. Разходите по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ не са признати, предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходите на производителите, съставляващи дължими на ФСЕС вноски в размер на 5% от приходите от продадената електрическа енергия без ДДС. Разходите за квоти парникови газове са преизчислени от 59 393 хил. лв.⁶ на 69 787 хил. лв.⁷

Необходимият оборотен капитал е коригиран от 83 009 хил. лв. на 32 825 хил. лв., с оглед на което и РБА, част от която е оборотният капитал, е преизчислена от 211 576 хил. лв. на 178 751 хил. лв. Посочената корекция на оборотния капитал е направена въз основа на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че дружеството не е обосновало стойността на оборотния капитал, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 563 000	1 563 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	223 818	229 899
2.1.	Гориво за производство, консумативи, други променливи разходи	хил.лв.	164 424	160 112
2.2.	Разходи за емисии CO ₂	хил.лв.	59 393	69 787
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	44 462	44 231
4	Възвръщаемост	хил.лв.	11 677	9 865
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	279 956	283 995
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	179,11	181,70

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 181,70 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 283 995 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh.

5. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

5.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Марица 3“ АД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-34-1 от 31.03.2021 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 195,64 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 19,49 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 227,24 лв./MWh, без ДДС.

⁶ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 40,00 €/тон

⁷ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 47,00 €/тон

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 79 234 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 25 666 хил. лв.; консумативи – 430 хил. лв.; други променливи разходи – 3 062 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 159 хил. лв., закупена електрическа енергия – 1 937 хил. лв., разходи за поддръжка – 250 хил. лв.; разходи за закупени емисии CO₂ – 49 043 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 033 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 11 891 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 909 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 656 640 MW*h;

– Нетна електрическа енергия – 405 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 405 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 79 234 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища от 709 983 т., природен газ, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени CO₂ квоти. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

– основното гориво, използвано в „ТЕЦ „Марица 3“ АД, са въглища от „Марица Енерджи“ ЕООД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 24 469 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електроенергия да е 434.0 гр./kWh. Разходи за биомаса – 876 хил. лв. Действаща средна цена на гориво – 125,45 лв./ТУГ;

– разходите за газ за разпалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 321 хил. лв. По-високите разходи за газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради диспечирание) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 000 х.нм³. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената цена от КЕВР;

– по отношение разходите за консумативи дружеството посочва, че с най-голяма тежест са разходите за варовик и хидратна вар, формирани от количеството им, използвано за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Планираните разходи за варовик и хидратна вар възлизат на 1 033 хил. лв.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. в размер на 3 809 хил. лв. Предвидено е увеличение на средствата за работна заплата в резултат на увеличение на средносписъчния състав на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства, дружеството посочва, че е необходимо да наеме и допълнителен персонал.

Планираните разходи за амортизации за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са по-високи спрямо отчетените през 2017 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2020 г. е реализирало значителни инвестиции, необходими за възстановяване и модернизиране на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сероочистващи инсталации на блок 3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3“ АД планира ремонтна програма за новия период на стойност 1 650 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2017 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

Планираното увеличение на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е свързано с извършен предварителен анализ и оценка на влиянието на някои външни фактори върху общия обем на разходите, като например увеличение в цените на горивата води до увеличение на общия обем разходи за автотранспорт. Дружеството планира и вътрешна оптимизация на разходите за материали за текущо поддържане, работно облекло, служебни карти за пътуване и др.

Дружеството посочва, че в съответствие с „Указания за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метода за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв. Изчислената регулаторна база на активите, посочена в заявлението, възлиза на 7 839 хил. лв.

„ТЕЦ Марица 3“ АД заявява норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост в размер на 11,59%.

5.2. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установява, че след 2017 г. централата почти не е функционирала и липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка и отчитайки среднопретеглената цена на дружеството, постигната през 2017 г., в размер на 283,29 лв./MWh, предложените от „ТЕЦ Марица 3“ АД стойности на променливите и условно-постоянните разходи не са коригирани. В заявлението на дружеството липсват данни относно начинът на изчисление на разходите за закупени CO₂ квоти.

Коригирана е предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 11,59% на 6,27%, вследствие на корекция на нормата на възвръщаемост на собствения капитал до нивата на останалите дружества в сектор „Енергетика“ и предвид факта, че получената стойност от 11,59% не почива на обективни икономически показатели, а се дължи на отрицателния собствен капитал на „ТЕЦ Марица 3“ АД.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Марица 3“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	420 000	420 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	79 234	79 234
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	11 891	11 891
4	Възвръщаемост	хил.лв.	909	492
5	Необходимими годишни приходи	хил.лв.	92 034	91 617
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	227,24	226,21

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 226,21 лв./MWh, без ДДС, при общо необходимими приходи от 91 617 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 420 000 MWh.

6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

6.1. Анализ и оценка на предоставената от „Топлофикация Русе“ АД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-09-5 от 01.04.2021 г. „Топлофикация Русе“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 197,83 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 5,70 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 203,53 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 116 700 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 75 370 хил. лв., от които местни въглища – 29 597 хил. лв. и природен газ – 45 772,96 хил. лв.; консумативи – 0 хил. лв.; други променливи разходи – 41 330 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO₂ – 41 324 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 3 112 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 76 хил. лв.; начисления, свързани с работните заплати – 20 хил. лв.; разходи за амортизации – 1 401 хил. лв.; разходи за ремонт – 1 500 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 116 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 252,3 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 589 893 MW*h;

– Нетна електрическа енергия – 589 893 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

– произведена електрическа енергия бруто – 662 400 MWh;

– собствени нужди – 10,95%;

– нетна електрическа енергия – 589 893 MWh;

– брутен специфичен разход условно гориво – 376,5 г.у.г./kWh;

– нетен специфичен разход условно гориво – 422,78 г.у.г./kWh.

6.2. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД, се установява, че през базисната година централата почти не е функционирала (произведената енергия представлява едва 6% от разполагаемата мощност на блока), като липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка и отчитайки обстоятелството, че дружеството планира да увеличи производството 14 пъти със съпоставими на отчетените през предходната година условно-постоянни разходи (разликата се дължи на включени разходи за ремонт в размер на 1 500 хил. лв., каквито не са отчетени през 2020 г.), предложените от „Топлофикация Русе“ АД, стойности на променливите и условно-постоянните разходи не са коригирани, с изключение на разходите за закупени CO₂ квоти, които са коригирани от 41 324 хил. лв.⁸ на 42 875 хил. лв.⁹

Коригирана е предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 6,87% на 5,17%, вследствие на корекция на нормата на възвръщаемост на собствения капитал до нивата на останалите дружества в сектор „Енергетика“.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „Топлофикация Русе“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	589 893	589 893
2	Променливи разходи	хил.лв.	116 700	118 251
2.1.	Гориво за производство, консумативи, други променливи разходи	хил.лв.	75 376	75 376
2.2.	Разходи за емисии CO ₂	хил.лв.	41 324	42 875
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	3 112	3 112

⁸ Стойността е изчислена от „Топлофикация Русе“ АД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 45,30 €/тон

⁹ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 47,00 €/тон

4	Възвръщаемост	хил.лв.	252	190
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	120 064	121 552
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	203,53	206,06

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД е изчислена в размер на 206,06 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 121 552 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 589 893 MWh.

III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА РАЗПОЛАГАЕМОСТ ПО ЧЛ. 21, АЛ. 1, Т. 21 ОТ ЗАКОНА ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 1 от ЗЕ КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. По този начин се гарантират количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители за снабдяване по регулирани цени на обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик (чл. 93а, ал. 2 от ЗЕ).

Съгласно чл. 93а, ал. 1 от ЗЕ общественият доставчик НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия от централи, присъединени към електропреносната мрежа, с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и в количество, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ.

По силата на чл. 94 от ЗЕ крайните снабдители продават на обществения доставчик количествата електрическа енергия, която са закупили по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от ЗЕВИ по цената, по която са я закупили.

Предвид горното и с оглед вида на използвания първичен енергиен източник при производители на електрическа енергия от възобновяеми източници, технологията на производство при производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и условията на дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия, сключени с „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и с „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, за тези производители не се определя индивидуална разполагаемост, а количества електрическа енергия, с които общественият доставчик участва при осигуряване на необходимите на крайните снабдители количества електрическа енергия.

С оглед на това, че определяната по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на производителите разполагаемост за производство на електрическа енергия е обвързана с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, периодът, за който следва да бъде определена разполагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2021 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-11 от 31.03.2021 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-4 от 01.04.2021 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-3 от 08.04.2021 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-6 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, вх. № Е-14-34-1 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-5 от 01.04.2021 г. от „Топлофикация Русе“ АД. Използвана е и

информация, постъпила с допълнително писмо с вх. № Е-13-77-5 от 24.03.2021 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са определени прогнозни количества електрическа енергия, които общественият доставчик ще продава за покриване на потреблението на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества, посочени по-долу:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители					
	„ЧЕЗ Електро България“ АД	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	„ЕСП Златни пясъци“ ООД	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли 2021 г.	280 801	266 678	176 274	91	723 844
август 2021 г.	277 568	274 504	180 001	138	732 211
септември 2021 г.	276 080	239 242	161 914	76	677 312
октомври 2021 г.	317 334	270 448	187 815	31	775 628
ноември 2021г.	384 856	339 533	247 573	50	972 012
декември 2021 г.	503 479	460 993	319 480	71	1 284 023
януари 2022 г.	566 761	489 322	325 649	65	1 381 797
февруари 2022 г.	430 882	391 990	272 217	53	1 095 142
март 2022 г.	395 496	367 409	266 717	46	1 029 668
април 2022 г.	347 231	290 040	210 865	46	848 182
май 2022 г.	330 437	256 793	184 186	34	771 450
юни 2022 г.	273 983	250 734	168 509	41	693 267
07.2021 г. – 06.2022 г.	4 384 908	3 897 686	2 701 200	742	10 984 536

Въз основа на извършен анализ на информацията относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период е установено, че необходимото количество електрическа енергия за покриване нуждите от енергия в страната е в размер на 33 132 000 MWh, от които 10 984 536 MWh за крайни битови клиенти на регулиран пазар.

Предвид горното е необходимо да се извърши оценка на производствените мощности, които трябва да се включат в разполагаемостта за производство на електрическа енергия. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, която не допуска определяне на разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

В таблицата по-долу са посочени производителите, подали заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия, респективно имащи намерение да сключват сделки за продажба на електрическа енергия на регулирания пазар, което от своя страна изисква да имат определена разполагаемост по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Предвид изискването на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, за тези производители са посочени и по-горе изчислените цени на електрическа енергия, съответно разликата между тях и прогнозната пазарна цена:

	Производител	Пълна цена за енергия, лв./MWh	Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	55,01	119,00	-53,77%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	83,95	119,00	-29,45%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	210,33	119,00	76,75%

4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	181,70	119,00	52,69%
5	„ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД	226,21	119,00	90,09%
6	„Топлофикация Русе“ АД	206,06	119,00	73,16%

Видно от горната таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия. Предвид прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер на 119,00 лв./MWh, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с принципите по чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ. В тази връзка определянето на количества на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. За последните четири дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по-горе по т. II. тяхната регулирана цена би била с повече от 10 на сто над прогнозната пазарна цена по т. I. по-горе – арг. от чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

Предвид горните аргументи, следва да бъдат определени разполагаемост, съответно количества електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и на НЕК ЕАД за ВЕЦ, които са негова собственост, тъй като от една страна същите не попадат в обхвата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, а от друга за тях са приложими критериите по чл. 24, ал. 2 от ЗЕ за по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

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	3 156 500	0
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 939 000	3 939 000	0
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 1 MW	212 924	212 924	0
4	Топлофикационни и заводски централи	4 410	4 410	0
5	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	7 312 834	7 312 834	0
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	2 900 000	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 235 034	771 702	2 463 332
8	Общо количество енергия реализирано от НЕК ЕАД	13 447 868	10 984 536	2 463 332

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2020 г., като са взети предвид условията на § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Съгласно разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, КЕВР следва да определи месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители							
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВЕИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.21	32 567	223 200	223 200	223 200	180	21 497	723 844
авг.21	42 119	223 200	223 200	223 200	183	20 309	732 211
сеп.21	18 657	180 000	165 600	295 200	189	17 666	677 312
окт.21	48 858	44 700	357 600	312 900	198	11 371	775 628
ное.21	122 330	230 400	180 000	432 000	535	6 747	972 012
дек.21	50 260	483 600	372 000	372 000	577	5 586	1 284 023
яну.22	28 353	483 600	372 000	483 600	587	13 658	1 381 797
фев.22	37 359	369 600	302 400	369 600	562	15 622	1 095 142
мар.22	108 979	260 050	312 060	326 920	560	21 099	1 029 668
апр.22	125 086	177 010	216 000	302 400	548	27 137	848 182
май.22	135 235	44 640	223 200	342 240	223	25 912	771 450
юни.22	21 899	180 000	209 240	255 740	69	26 319	693 267
юли 2021-юни 2022	771 702	2 900 000	3 156 500	3 939 000	4 410	212 924	10 984 536

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД и от енергията по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

Предвид горните факти и обстоятелства и произтичащите от тях изводи, за новия регулаторен период следва да бъдат утвърдени цени на електрическата енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:

- „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 55,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 858 220 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh;
- НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 83,95 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 271 587 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 235 034 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, е в размер на 92,93 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 4,04 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – при необходимими годишни приходи – 1 086 363 хил. лв. и енергия – 11 690 122 MWh.

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е разработило прогноза за следващия регулаторен период при следните предпоставки и условия:

- количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са по представените прогнози от крайните снабдители (с изключение на „ЧЕЗ Електро България“ АД), в размер на 11 333 779 MWh;

- количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще закупува от производители на електрическа енергия от ВИ, са съгласно предоставените от дружествата прогнози;

- количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство са по предоставените от крайните снабдители прогнози;

- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 3 210 435 MWh;

- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са предвидени, предвид ограниченията съгласно условията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ;

- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД не са предвидени, предвид ограниченията съгласно условията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ;

- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД са в размер на 3 156 000 MWh;

- количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са в размер на 4 310 744 MWh;

- компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществения доставчик за регулирания пазар – 5,54 лв./MWh.

1. Средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик („Миксова цена“)

От общото количество електрическа енергия, закупено от НЕК ЕАД:

- 10 894 536 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар. Предложената стойност от обществения доставчик е коригирана, предвид информацията, постъпила в КЕВР със заявление с вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД;

- 2 463 332 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар.

Количествата и разходите, участващи при формиране на „миксовата цена“ на НЕК ЕАД за регулирания пазар, са представени в таблицата по-долу:

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	159 529	55,01
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 235 034	271 581	83,95
3	„Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	897 160	284,23
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 939 000	874 207	221,94

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 410	1 442	326,89
6	ВИ под 500 kW	212 924	71 905	337,70
7	Средна покупна цена на обществения доставчик	13 447 868	2 275 824	169,23

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, заложиени във финансовите модели към сключените споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ). Цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД не е коригирана с разходите за инвестицията за извършената SO₂ & NO_x модернизация, тъй като към момента КЕВР не е одобрявала изменение на финансовия модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2020 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно доклад с вх. № Е-Дк-495 от 21.05.2021 г.

2. Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Компонентата е изчислена в размер на 5,08 лв./MWh.

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

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

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар				
ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар	Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС		
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	771 702	64 784	83,95
2	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	159 529	55,01
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	399 662	126,62
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 939 000	498 739	126,62
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 410	552	125,07
6	ВИ под 500 kW	212 924	24 011	112,77
7	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	10 984 536	1 147 276	104,44
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			5,08

9	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8)	109,52
---	--	--------

Прогнозните пазарни цени на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници и на производителите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно раздел IIIа от НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност на производителите, идентичен подход е използван при определянето на прогнозната пазарна цена на тези със сключени СИЕ, като е използван коефициент, съгласно отчетните данни и предложението на НЕК ЕАД по заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 109,52 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,08 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 203 078 хил. лв. и енергия – 10 984 536 MWh.

V. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към ЕЕС, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, приходите от която цена се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. – чл. 36б от ЗЕ.

Предвид горното, цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

- разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;

- разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще закупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;

- разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. на обществения доставчик;

- разходи за компенсиране на ФСЕС във връзка с Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (ННТРЕВИ);

- разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със СИЕ;

Прогнозните приходи на Фонда за периода 01.07.2021 г. – 01.06.2022 г. са оценени на 1 789 199 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти емисии за новия регулаторен/ценови период е оценен на 1 458 128 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (ЕЕХ) и трендът на изменение на цените на квотите.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, прогнозните приходи във фонда по чл. 36е от ЗЕ са

оценени на 334 415 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

Със Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. министърът на енергетиката на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. обща годишна квота в размер на 2 600 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 8,14% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2019 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик, а според чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ разходите във връзка с тази заповед са разходи, произтичащи от наложено задължение към обществото. Произтичащите от посочената заповед разходи са взети предвид при утвърждаването на цената за задължения към обществото с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР. Тази заповед е изменена със Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г. на министъра на енергетиката, като общата годишна квота е увеличена в размер на 2 900 000 MWh, съответно процента на първичната енергия е увеличен на 9,08%. Съгласно чл. 70, ал. 1 във връзка с ал. 4 от ЗЕ министърът на енергетиката може да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, като извършените от енергийните предприятия допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ. С последната заповед се гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар до края на регулаторния период.

Предвид факта, че разходите във връзка със Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г. на министъра на енергетиката са възникнали за обществения доставчик през ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., същите следва да бъдат остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3. от мотивите на Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, като определената компенсация от 95 609 хил. лв. се актуализира на 106 641 хил. лв. на база променения размер на количеството електрическа енергия от 2 600 000 MWh на 2 900 000 MWh. В тази връзка НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС компенсация в размер на 11 032 хил. лв., която представлява разликата между определените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. разходи и техния актуализиран размер. Тази компенсация следва да се покрие от допълнително генерираните във ФСЕС средства, вследствие на увеличени приходи до края на настоящия регулаторен/ценови период, спрямо заложените в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., изменено с Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г.

Със средства от увеличените приходи по-горе ФСЕС следва да компенсира обществения доставчик със 106 хил. лв. във връзка с искане пред НЕК ЕАД за възстановяване на недовзета помощ по Наредба Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г., на основание писмо № Е-Е-ДП-132/28.01.2021 г. от Министерство на енергетиката.

Разходите, които фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г., са представени в следващата таблица:

Разпределение на средствата от приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		хил. лв.
1.	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ.	88 568
2.	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители.	17 136

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни регулаторни/ценови периоди, които ФСЕС следва да компенсира на НЕК ЕАД, са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик за предходния регулаторен/ценови период във връзка със Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г. на министъра на енергетиката. По отношение на останалите разходи, предявени от обществения доставчик за възстановяване, след допълнителен анализ и проверка, в която да се установи техният реален размер, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани реално като

тарифен дефицит, следва да се изготви дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи регулаторни/ценови периоди при спазване на принципите, заложи в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите (чл. 23, т. 4 от ЗЕ), както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, като се отчитат задълженията на обществения доставчик, на крайните снабдители и на операторите на електропреносни и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес, със задълженията към обществото и с невъзстановяемите разходи (чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ). Предявените от обществения доставчик за компенсация от ФСЕС разходи, свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения преди 2018 г., не са включени в цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, тъй като същите се компенсират от надвзетите средства от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в резултат на по-малкото изкупени количества електрическа енергия от комбинирано производство спрямо включените в цената за задължения към обществото.

Предвид горното, приходите на ФСЕС, които могат да се използват за намаляване на цената за задължения към обществото, са в размер на 1 683 494 хил. лв.

Разходите, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени по-долу.

Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и по сключените СИЕ, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на тази електрическа енергия и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

Прогнозната пазарна цена и разходите за ВИ са представени в следващата таблица:

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	ВЕЦ < 10 МВт	614 082	95 324	114,99	24 711	0,75
1	ФОНД	571 238	89 390	114,99	23 704	0,72
2	НЕК	42 844	5 933	114,99	1 007	0,03
II	ВяЕЦ	1 291 578	239 350	114,76	91 128	2,75
1	ФОНД	1 283 597	238 074	114,76	90 768	2,74
2	НЕК	7 981	1 276	114,76	360	0,01
III	ФтЕЦ	1 267 235	615 912	111,53	474 577	14,32
1	ФОНД	1 116 464	556 537	111,53	432 017	13,04
2	НЕК	150 771	59 375	111,53	42 560	1,28
IV	Биомаса	297 350	102 237	119,40	66 733	2,01
1	ФОНД	286 022	96 916	119,40	62 765	1,89
2	НЕК	11 328	5 321	119,40	3 968	0,12
V	Общо ВЕИ	3 470 246	1 052 822	114,02	657 149	19,83
1	ФОНД	3 257 322	980 917	114,10	609 255	18,39
2	НЕК	212 924	71 905	112,77	47 894	1,45

Прогнозната пазарна цена и разходите за електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са представени по-долу, както следва:

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	ВЕКП	2 977 516	658 841	125,07	286 443	8,65
1	ФСЕС	2 973 106	657 399	125,07	285 553	8,62
2	НЕК ЕАД	4 410	1 442	125,07	890	0,03

Формирането на цената за задължения към обществото е представено по-долу:

Формиране на цена за задължения към обществото				
		Потребление на вътрешен пазар, MWh	Разходи за компенсиране, хил.лв.	Компонента от цената, лв./MWh
1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	33 132 000	308 823	9,32
1.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	33 132 000	497 498	15,02
1.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-	-
1.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	497 498	15,02
1.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-188 675	-5,69
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	33 132 000	233 073	7,03
2.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	33 132 000	375 469	11,33
2.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-	-
2.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	375 469	11,33
2.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-142 395	-4,30
3	ВЕИ	33 132 000	0	0,00
3.1.	Некомпенсирани разходи за ВЕИ	33 132 000	657 149	19,83
3.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	609 255	18,39
3.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	47 894	1,45
3.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-657 149	-19,83
4	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 132 000	104 479	3,15
4.1.	Некомпенсирани разходи за централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 132 000	286 443	8,65
4.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	285 553	8,62
4.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	890	0,03
4.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-181 964	-5,49
5	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система" за намаляване на цената за задължения към обществото	33 132 000	-513 311	-15,49
6	ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО	33 132 000	133 065	4,02

Съгласно чл. 34, ал. 6 и чл. 35, ал. 5 от ЗЕ невъзстановяемите разходи и тези за задължения към обществото се разпределят по прозрачен начин между всички крайни клиенти, включително ползващите електрическа енергия от внос, присъединени към електроенергийната система, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи. Цената за задължения към обществото се изчислява върху цялото потребление на електрическа енергия в страната и съгласно чл. 35а от ЗЕ се заплаща от всички крайни клиенти, включително от оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, като за клиентите на регулирания пазар е включена в цената за активна енергия на крайните снабдители, а за клиентите на свободния пазар като добавка към 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 4,02 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 3,15 лв./MWh. Разходите, формиращи компонентата, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, ще бъдат компенсирани от посочените по-горе приходи на Фонда.

Предвид гореизложеното следва да бъде утвърдена цена за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, в размер на 4,02 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 3,15 лв./MWh. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

VI. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-29 от 09.04.2021 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-29 от 09.04.2021 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,54 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия в размер на 2,46 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 5,43 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 11,91 лв./MWh, без ДДС.

Таблицата по-долу представя сравнение между предложените от ЕСО ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,45	0,54	20,00%

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,26	2,46	8,85%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,28	5,43	2,84%
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	10,30	11,91	15,63%

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 32 315 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 16 970 хил. лв.;

1.1.3. Възвръщаемост – 528 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 34 432 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 15 631 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 631 хил. лв.;

1.2.4. Разходи за автоматично вторично регулиране – 12 506 хил. лв.;

1.2.5. Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 12 506 хил. лв.;

1.2.6. Възвръщаемост – 486 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ – 2 950 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 1 339 хил. лв.;

1.3.3. Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 311 хил. лв.;

1.3.4. Разходи за автоматично вторично регулиране – 1 072 хил. лв.;

1.3.5. Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 493 хил. лв.;

1.3.6. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 8 760 хил. лв.;

1.3.7. Възвръщаемост – 42 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

Дружеството е формирало цената за пренос при отчитане на измененията на основни фактори, влияещи значително върху размера ѝ, и изходни условия, както следва:

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 32 315 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 285 537 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 89 903 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 47 649 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 80 292 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 24 791 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 42 902 хил. лв.;

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 93 310 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по утвърдената в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цена;

1.4.4. Регулаторна база на активите – 2 021 830 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (НОК) в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 37 319 хил. лв.;

1.4.5. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.4.6. Приходи от реактивна енергия – 16 000 хил. лв.;

1.4.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 42 000 хил. лв.;

1.4.8. Недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ – 15 111 хил. лв.;

1.4.9. Недовзет приход от постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период – 3 335 хил. лв.

2. Ценообразуващи елементи

2.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Съгласно чл. 26, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от операторите на електроразпределителни мрежи, крайните клиенти и производители на електрическа енергия в режим на потребление, присъединени към електроенергийната система, освен в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 2 и ал. 2 от ЗЕ, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 16 970 хил. лв. на 15 296 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, командировки, наеми, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 12 360 хил. лв.

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5

1	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	16 970	15 296
2	Възвръщаемост	хил.лв.	528	523
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	17 498	15 819
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	32 315 000	32 315 000
5	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС	лв./MWh	0,54	0,49

2.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Съгласно чл. 26, ал. 2 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от производители на електрическа енергия, с изключение на тези с динамично променяща се генерация, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период. Размерът на необходимите годишни приходи и количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ се намаляват със съответния дял на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 16 970 хил. лв. на 15 296 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, командировки, наеми, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 12 360 хил. лв.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., са отчетени параметрите на Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности през ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.. Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	2	3	4
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	3 942
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	13 578

3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	15 296
5	Възвръщаемост	хил. лв.	523
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	90 279
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	37 382 000

Определената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители не следва да се заплаща от такива с динамично променяща се генерация, защото съгласно чл. 29 от НРЦЕЕ тези производители заплащат отделна цена. С оглед осигуряване на равнопоставеност между отделните видове производители на електрическа енергия, необходимите приходи и съответно количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ е целесъобразно да се намалят с дела на производителите от слънце и вятър, който обаче следва да бъде отразен в цената по т. 2.3.

Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия		
	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	90 279	37 382 000
Производители с динамично променяща се генерация	7 124	2 950 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	83 154	34 432 000

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	84 701	83 154
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	34 432 000	34 432 000
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	2,46	2,42

2.3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия

Съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора на електропреносната мрежа, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечирание във връзка с балансиране и др. Тази цена се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите с динамично променяща се генерация за съответния регулаторен или ценови период, като размерът на необходимите годишни приходи на тази цена се увеличава с дела на производителите на

електрическа енергия с динамично променяща се генерация по чл. 26, ал. 2, изр. второ от НРЦЕЕ.

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от ВИ, ползващи преференциални цени, с оглед на което те също дължат цена за достъп до мрежата.

По силата на чл. 104 от ЗЕ ползвателите на съответната мрежа уреждат чрез сделка взаимоотношенията си с преносното и/или разпределителното предприятие за ползване на мрежите и за преноса на количествата електрическа енергия, постъпили в мрежата или потребени от мрежата.

Съгласно разпоредбата на чл. 84, ал. 2 от ЗЕ производителите на електрическа енергия са длъжни да сключат договори за достъп с оператора на електропреносната мрежа, в които се уреждат правата и задълженията на страните във връзка с диспечирането, предоставянето на студен резерв и допълнителни услуги, които договори са условие за изпълнение на договорите за продажба на електрическа енергия. Доколкото договорът обхваща условията по диспечирането, а от друга страна разходите за него се покриват от цената за достъп, то последната представлява едно от условията на договора за достъп.

Съгласно чл. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12 и чл. 29 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на ЕЕС и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от ВИ.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, при спазване на принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, включително и на принципа на справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, студен резерв и за технологични разходи, върху ползвателите на преносната мрежа и при отчитане на дела и характера на производство на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непринудени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на преносната мрежа.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е трудно предвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия.

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД наблюдава и управлява във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии и на колебания в електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от ВЕЦ и от централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за спирания и пускания, както и на тези за резерв на допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на

допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ENTSO-E.

В цените за достъп на ЕСО ЕАД за крайни клиенти и за производители не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

- увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност;
- увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за регулиране е взето предвид, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в ЕЕС от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка може да се приеме за икономически обосновано в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10 лв./MW*h.

При формиране на необходимите приходи от цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация е отчетен и дялът на тези производители в разходите, формиращи цената за достъп на производители.

В РБА е включен единствено необходимият оборотен капитал, който според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, са представени в следващата таблица:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	7 124
3	Възвръщаемост	хил. лв.	60
4	Необходими приходи	хил. лв.	15 944
5	Прогнозни количества	MWh	2 950 000
6	Цена за достъп	лв./MWh	5,40

2.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 285 537 хил. лв. на 275 066 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, експертни и одиторски разходи, вода и

отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, други външни услуги, обучение и квалификация, делегации и данъци удържани при източника съгласно Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО) са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели, както и тези за такси на БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен на 39 334 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

РБА на ЕСО ЕАД, като правопреемник на НЕК ЕАД за дейността „пренос на електрическа енергия“ от 04.02.2014 г., е коригирана с остатъчната стойност от преоценката на активите, извършена от НЕК ЕАД през 2010 г. Необосновано е операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, чиято стойност не е в резултат на извършени инвестиции, а на счетоводна преоценка. Предвид гореизложеното, стойността на РБА е призната в размер на 1 419 082 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 124,85 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото. Предложената от дружеството стойност на корекцията по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 3 335 хил. лв. не е коригирана.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос през електропреносната мрежа, е както следва:

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	285 537	275 066
2	Възвръщаемост	хил. лв.	60 655	42 539
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	93 310	105 287
4	Компенсация за постигнатата среднопредтеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период	хил. лв.	3 335	3 335
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-16 000	-16 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-42 000	-42 000
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	384 836	368 226
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	32 315 000	32 315 000
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	11,91	11,39

Във връзка с гореизложеното, цените на ЕСО ЕАД са както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,49 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 15 819 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 315 000 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,42 лв./MWh, без

ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходими годишни приходи 83 154 хил. лв. и количества електрическа енергия 34 432 000 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,40 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 944 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 950 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 11,39 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 368 226 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 315 000 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. от „Електроразпределение Север“ АД. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, в качеството си на оператор на електроразпределителна мрежа, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД е постъпило писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

1. Приложим метод за регулиране

За дружествата, получили лицензия за дейността „разпределение на електрическа енергия“, Комисията с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. е утвърдила, считано от 01.07.2018 г., приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ и регулаторен период с продължителност 3 години, който изтича на 30.06.2021 г. В тази връзка за тези дружества Комисията съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ следва да определи приложимия метод за регулиране за следващия регулаторен период, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ.

По отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, от 2005 г. КЕВР прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“, като цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи са утвърждавани при регулаторни периоди с продължителност, както следва: тригодишен (2005-2008 г.), петгодишен (2008-2013 г.), двугодишен (2013–2015 г.), тригодишен (2015-2018 г.) и тригодишен (2018-2021 г.).

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното

предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Регулаторната практика в Европа показва, че с оглед спецификата на дейността „разпределение на електрическа енергия“ най-подходящият метод за регулиране на цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи е методът „горна граница на приходи“. При този метод на регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от регулатора целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели за качество и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията, качество на обслужването през предходната година и с отчетените инвестиции. Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение само с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

При отчитане на горните аргументи, с оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране и предвид принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ е обосновано по отношение електроразпределителните дружества да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. В тази връзка при определяне на продължителността на следващия регулаторен период на тези дружества следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за електроразпределителните дружества и за крайните клиенти. От друга страна, по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол върху електроразпределителните дружества по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, както и да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа и показателите за качество, изменението на потреблението на електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

С оглед гореизложеното е обосновано следващият регулаторен период за електроразпределителните дружества да бъде с продължителност 3 години. По този начин се балансират стимулите на електроразпределителните дружества и рисковете, произтичащи от по-продължителен регулаторен период, както за дружествата, така и за крайните клиенти.

2. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ е извършен регулаторен преглед, въз основа на който да бъдат утвърдени цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година от шестия регулаторен период.

Начинът на определяне на ценообразуващите елементи, формиращи цените за достъп и за пренос до/през електроразпределителните мрежи, е регламентиран в раздел I „Ценообразуващи елементи“ на глава втора на НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ включват признатите от Комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

НП – необходими годишни приходи;

P – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

НВ – определената от Комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

След анализ на постигнатите резултати от електроразпределителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи за първия ценови период от новия регулаторен период да бъде приложен единен подход, както следва:

2.1. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“

Предложените от дружествата разходи в тази група са признати на ниво отчет от базисната година. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в РБА, както и в амортизационните разходи са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което да доведе до намаляване на оперативните им разходи. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че операторите на разпределителни мрежи отчитат сериозен ръст на тази група разходи през базисната година, в сравнение с останалите две от регулаторния период, от което се налага изводът, че необходимата индексация във връзка с инфлацията през предходната година е предварително акумулирана.

2.2. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., Комисията е приела допустими нива на технологичните разходи за петия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
- „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 8%;
- „Електроразпределение Север“ АД – 9%;
- „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

При извършения преглед на отчетените данни се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на електроразпределителните дружества за петия регулаторен период. Всички дружества отчитат нива, които са под одобрените такива, което се явява предпоставка за преразглеждане на допустимия размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи, независимо, че в заявленията си за цени операторите на разпределителни мрежи излагат аргументи за запазването им на нивата утвърдени за четвъртия и петия регулаторни периоди. От една страна запазването на настоящия размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за шести регулаторен период ще отнеме стимулите на мрежовите оператори за тяхното по-нататъшно оптимизиране, което от своя страна ще доведе до необосновано завишаване на разходите на дружествата, които се

включват в цените за крайните клиенти, от друга обаче следва да се отчетат и предизвикателствата, пред които са изправени предвид фундаменталния преход на енергийният сектор към устойчива и зелена икономика. Тази нова среда води до нови тенденции, създава и нови възможности за начина на използване, производство, пренос/разпределение и договаряне на енергия, което се случва с ускорени темпове. В същото време отчитайки опасността от повишаване на разходите си (основно загубите при разпределение и трансформация на електрическа енергия) електроразпределителните дружества поставят бариери пред присъединяванията на производители на електрическа енергия от ВИ, които наред с механизмите за оптимизация на потреблението и новите технологии за съхранение и производство на електрическа енергия се явяват двигателя на тази трансформация, част от която на национално ниво е постигане на 27,09% дял на енергията от ВЕИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г.¹⁰ В тази връзка регулаторът следва да намери баланса между интересите на крайните клиенти, тези на разпределителните дружества и политиката на ЕК за декарбонизация на икономиката.

Независимо от обстоятелството, че електроразпределителните дружества следва да не поставят пречки пред присъединяванията на производители от ВИ, което ще се отрази върху технологичните разходи, предвид достигнатите нива на загубите през предходния регулаторен период и намеренията на дружествата да продължат да инвестират с цел намаляване на технологичния разход е обосновано да се приеме, че в резултат на вложените средства целевият размер на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи през следващия регулаторен период следва да се намали с 0,5%, с изключение на „Електроразпределение Златни пясъци“ АД, както следва:

- за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 7,5%;
- за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 7,5%;
- за „Електроразпределение Север“ АД – 8,5%;
- за „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

Приложеният балансиран подход за плавно намаляване на технологичните разходи на операторите на разпределителни мрежи осигурява изпълнение на регулаторната политика за прозрачност, предвидимост и създаване на стимули за постигане на целите, поставени пред страната, като част от ЕС, за децентрализация на енергийната система, чрез увеличение на дела на електрическата енергия от ВИ и повишаване на енергийната ефективност.

2.3. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за петия регулаторен период са определени по следната формула:

$$AM = (AM_1 + AM_2 + AM_3) / 3 - AM_\phi + (2,5 * AM_{ин} + 1,5 * AM_{ин2} + 0,5 * AM_{ин3}) / 3,$$

където:

AM – средни разходи за амортизации през петия регулаторен период;

AM_1, AM_2, AM_3 – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

AM_ϕ – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$AM_{ин}, AM_{ин2}, AM_{ин3}$ – 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

¹⁰ Стратегия за устойчиво енергийно развитие на Република България до 2030 година с хоризонт до 2050 г.

разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на шестия регулаторен период, като AM_1 , AM_2 и AM_3 отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2021 г., 2022 г. и 2023 г. При изчисленията на разходите за амортизации на инвестициите за периода 2021 г. – 2024 г. е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Следва да се отбележи, че изчисленията са направени върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4. Регулаторна база на активите

Съгласно разпоредбата на чл. 14 от НРЦЕЕ регулаторната база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва следните елементи:

$$РБА = A - \Phi - AM + ОК + И,$$

където:

$РБА$ е регулаторната база на активите;

A – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Φ – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

AM – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

$ОК$ – необходимият оборотен капитал;

$И$ – размерът на инвестициите, одобрени от Комисията.

2.4.1. Балансова стойност на съществуващите активи

Балансовата стойност на съществуващите активи за шестия регулаторен период е определена като елемент от формулата за РБА, а именно:

$$A_B = A - \Phi - AM,$$

където:

A_B – средната балансовата стойност на съществуващите активи за шестия регулаторен период;

A – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Φ – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

AM – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод.

С оглед коректната калкулация на стойността на активите, върху които електроразпределителните дружества ще реализират възвръщаемост през шестия регулаторен период, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2021 г., 2022 г. и 2023 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружествата към 31.12.2020 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от шестия регулаторен период. В таблицата по-долу са представени стойностите на амортизациите, с които се намалява балансовата стойност на активите за базисната година по ценови периоди:

	I ценови	II ценови	III ценови	Средно за
--	----------	-----------	------------	-----------

	период	период	период	регулаторния период
2021 г.	$AM_1-AM\phi$	$AM_1-AM\phi$	$AM_1-AM\phi$	$AM_1-AM\phi$
2022 г.		$AM_2-AM\phi$	$AM_2-AM\phi$	$(AM_2-AM\phi)*2/3$
2023 г.			$AM_3-AM\phi$	$(AM_3-AM\phi)/3$
ОБЩО	$AM_1-AM\phi$	$AM_1+AM_2-2*AM\phi$	$AM_1+AM_2+AM_3-2*AM\phi$	$(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM\phi)/3$

В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по формулата по-долу, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

$$AM = AM_B + (3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM\phi)/3,$$

където:

AM_B – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

AM_1, AM_2, AM_3 – разходите за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$AM\phi$ – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4.2. Среден номинален размер на инвестициите

Средният номинален размер на инвестициите е изчислен по формулата:

$$I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3$$

където:

I – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

$I_{1,2,3}$ – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

Прогнозните нетни инвестиции отразяват прогнозната стойност на инвестициите, извършени от електроразпределителните дружества за съответната година, намалени с инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин и амортизациите на възмездно придобитите активи.

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружествата следва да реализират възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията.

	I ценова година	II ценова година	III ценова година	Средно за регулаторния период
2021 г.	$0,5*I_1$	I_1	I_1	$2,5*I_1/3$
2022 г.		$0,5*I_2$	I_2	$1,5*I_2/3$
2023 г.			$0,5*I_3$	$0,5*I_3/3$
ОБЩО	$0,5*I_1$	$I_1+0,5*I_2$	$I_1+I_2+0,5*I_3$	$(2,5*I_1+1,5*I_2+0,5*I_3)/3$

2.4.3. Необходим оборотен капитал

В съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

2.5. Норма на възвръщаемост

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. Приложената целева капиталова структура е от 50% собствен и 50% привлечен капитал.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$NB = D_{СК} * \left(\frac{NB_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + D_{ПК} * NB_{ПК} ,$$

където:

NB е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$D_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$NB_{СК}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$ДС$ – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$NB_{ПК}$ – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета (β) коефициента с ливъридж.

При утвърждаването на цените, прилагани от електроразпределителните дружества за втория регулаторен период, Комисията е определила норма на възвръщаемост от 12%, за третия регулаторен период – 7%, за четвъртия регулаторен период – 7,02%, а за петия регулаторен период – 6,67%, която да покрива специфичния и систематичен риск за инвеститорите.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

За изчисляване на цената на собствения капитал, Комисията прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM).

$$NB_{СК} = \text{Безрискова премия} + \beta * \text{Пазарна рискова премия}$$

2.5.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 0,4566% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка

степенята на конвергенция. Премиата е изчислена въз основа на среднопретегления ДПП за последния 36-месечен период април 2018 г. – март 2021 г. по данни на Българската народна банка. Използването на статистически данни за период от 3 години има за цел да бъде обхванат по-дълъг етап от икономическия цикъл, за да се компенсират краткосрочните колебания на пазара и по този начин да бъдат избегнати еднократни ефекти, които указват силно влияние на крайния резултат, при разглеждането на кратки периоди. Предвид продължителността на регулаторния период от 3 години и обстоятелството, че съгласно Глава III от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост не се изменя по време на регулаторния период, е икономически обосновано при калкулациите да се използват данни за аналогичен времеви период.

2.5.2. β коефициент на активите

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отражава колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business¹¹, съгласно която безлостовият β коефициент за 2021 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,55. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества вероятно да имат по-нисък β коефициент. Damodaran цитира и коригирана прогноза за β на активите, като корекцията се основава на предположението, че част от стойността на собствения капитал се състои от парични средства с β стойност, приета за нула. Стойностите, публикувани на сайта, са средно с 0,03 по-високи от реалните за енергийния сектор. При изчислението по-долу тези факти не са взети предвид, като е използван безлостов β коефициент от 0,55, въпреки че е възможно да се приеме и по-ниска стойност. Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества (50:50) и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 1,045.

2.5.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran. Предвид мотивите, изложени в т. 2.5.1, изчисленията са направени за 3 годишен период, като получената стойност е в размер на 5,29% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 7,32%.

2.5.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на

¹¹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,02% за България.

$$НВ_{СК} = 0,46\% + 1,045 * 7,32\% = 8,10\%$$

$$НВ_{ПК} = 0,46\% + 2,02\% = 2,48\%$$

$$НВ = 0,5 * 8,10\% / (1 - 10\%) + 0,5 * 2,48\% = 5,74\%$$

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост за електроразпределителните дружества за първата година от шестия регулаторен период е определена на 5,74%.

2.6. Корекции по реда на чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР прилага и за първата година от регулаторния период корекция с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции, като корекцията отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, намалено с приложените през ценовите му периоди годишни корекции за инвестиции. Съгласно чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ за първата година от регулаторния период КЕВР може да приложи корекция с фактора Z.

2.6.1. Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период

На основание чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за петия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през петия регулаторен период, представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

2.6.2. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, както и тази, постъпила в Комисията с писма от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-62-105 от 26.04.2021 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-59 от 12.05.2021 г. и от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-56 от 12.05.2021 г., на основание чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2.7. Разходи за балансиране

В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране на технологичните разходи в размер на 1,80 лв./MWh, съответстващ на утвърдените разходи за балансиране за петия регулаторен период, тъй като не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

3. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година на шестия регулаторен период

3.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, в частта по т. П.6.1. цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00980 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03355 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00568 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00980	0,01104	+12,65%
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03355	0,03745	+11,62%
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00568	0,00618	+8,80%
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01989	0,02161	+8,65%

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 94,18 лв./MWh, с включени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължение към обществото“, като дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

3.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата година от шестия регулаторен период, са както следва:

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 133 364 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 109 088 хил. лв. (индексирани с инфлация за последната година от предходния регулаторен период – 115 619 хил. лв.);
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 118 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 61 734 хил. лв.;
- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 103 742 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,00% и утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи, цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължение към обществото“;
- РБА – 683 783 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период 588 290 хил. лв.;

- Норма на възвръщаемост на капитала – 6,67%, при утвърдена за петия регулаторен период 6,67%;
- Възвръщаемост – 45 608 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период в размер на 39 239 хил. лв.;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 9 306 039 MWh.

3.1.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 130 229 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. Предвиденото от дружеството увеличение с 3 135 хил. лв., представляващи индексация с прогнозната инфлация в размер на 2,1% за 2021 г., съгласно приетата с Решение № 963 от 23.12.2020 г. на Министерски съвет актуализирана средносрочна бюджетна прогноза за страната за периода 2021-2023 г., е необосновано, тъй като при среден ръст на тази група разходи през ценовите години от регулаторния период от 3% до 5%, през последната година увеличението е в размер на 9,4%, т.е. прогнозната инфлация е предварително акумулирана.

- Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 72 118 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	77 410	71 017	63 783
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	- 10 521	- 9 792	- 9 052
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	66 889	61 225	54 731
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	60 948		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	11 170		
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	72 118		

- РБА е коригирана от 683 783 хил. лв. на 649 947 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2020 г., хил. лв.	748 859
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	108 751
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2020 г. (р.1-р.2), хил. лв.	640 108
4	Средна стойност на амортизациите $(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM_Ф)/3$, хил. лв.	125 950
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.	514 158

б) среден номинален размер на инвестициите:

	2021 г. (И ₁)	2022 г. (И ₂)	2023 г. (И ₃)

1	Инвестиции – общо, хил. лв.	100 199	83 450	83 429
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	15 000	15 000	15 000
3	Амортизация – общо, хил. лв.	9 207	7 484	7 533
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	1 000	1 000	1 000
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (p.1-p.2-p.3+p.4)	76 993	61 966	61 897
6	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$	105 460		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 30 329 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са определени на 7,5% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 5,74%, съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) - 8 940 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{мп.} \right)_{t-1} - \left(P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{мп.}^1 \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 318 595 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 326 581 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-62-105 от 26.04.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 301 046 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 467 634 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-62-105 от 26.04.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$C_{мп.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$C_{мп.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – (минус) 2 813 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при

изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Zt-1 са извършени по горната формула, където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 328 344 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 328 887 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени със заявление с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г.;

Е_{прог.} – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 482 118 хил. kWh;

Е_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 370 019 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

ТР_{одоб.} – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

Ц_{пр.} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

Ц_{пр.¹} – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 124,46 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с писмо с вх. № Е-13-62-112 от 11.05.2021 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г

Р_{t-2} – (минус) 2 680 хил. лв.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 1 178 хил. лв.

		2018 г. (И1)	2019 г. (И2)	2020 г. (И3)
		отчет	отчет	отчет
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	67 771	89 253	130 691
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	23 450	28 427	23 584
3	Нетна амортизация, Ап, хил. лв.	5 342	7 069	5 784
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	38 979	53 757	101 323
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 * И1 + 1,5 * И2 + 0,5 * И3) / 3$	76 248		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	96 410		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, хил. лв. $(2,5 * А1 + 1,5 * А2 + 0,5 * А3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	12 767		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	10 823		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%*3+(р.7-р.8)*3	-67		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	-1189		
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	-56		
12	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р.11)	1178		

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, са следните:

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	130 229
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	112 404
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	649 947
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	514 158
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	105 460
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	30 329
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	37 307
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 8 940
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	1 178
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)	344 296
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 306 039

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01069 лв./kWh,
 - цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03602 лв./kWh,
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 344 296 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 306 039 MWh.

3.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.6.2. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00915 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03574 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01977 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00529 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.	Изменение

	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00915	0,00611	-33,22%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03574	0,03037	-15,03%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00529	0,02617*	+394,71%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01977	0,02617	+32,37%

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 94,18 лв./MWh, с включени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължения към обществото“, като в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

3.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата година от шестия регулаторен период са, както следва:

– Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 127 299 хил. лв., при утвърдени за петия регулаторен период – 106 145 хил. лв. (индексирани с инфлация за последната година от предходния регулаторен период – 112 500 хил. лв.);

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 96 293 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,00%;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 66 604 хил. лв., при утвърдени за петия регулаторен период – 56 359 хил. лв.;

– РБА в размер на 627 364 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 630 679 хил. лв., в т.ч.:

а) призната балансова стойност на активите в размер на 717 761 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2021 г. – 2023 г. в размер на 107 205 хил. лв.;

в) необходим оборотен капитал – 27 949 хил. лв.;

г) балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 225 551 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 6,24%;

– Възвръщаемост – 39 148 хил. лв.;

– Корекция с фактора Z – (минус) -5 756 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции – 822 хил. лв.

Дружеството предлага цената за достъп на битови клиенти да се начислява по същия начин както цената за достъп на небитови клиенти, т.е да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия, а да представлява постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е анализирано предоставената мощност на битовите клиенти, като се е съобразило с тяхната консумация през базовата 2020 г. въз основа, на която е изчислило предоставената мощност.

3.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 125 171 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в РБА, както и в амортизационните разходи, са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което следва да доведе до намаляване на оперативните им разходи;

– Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 7,5% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.7. от единния подход;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 66 606 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	73 885	71 313	67 353
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-12 914	-12 914	-12 904
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	60 971	58 399	54 449
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	57 940		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	8 666		
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	66 606		

– РБА е коригирана от 627 364 хил. лв. на 627 929 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход, като включва:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (без активи, придобити по безвъзмезден начин) в размер на 492 035 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2021 г. – 2023 г. в размер на 107 206 хил. лв.;

	2021 г. (И ₁)	2022 г. (И ₂)	2023 г. (И ₃)	
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	100 524	93 498	91 018
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	19 500	20 200	20 800
3	Амортизация – общо, хил. лв.	7 013	6 044	5 955
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	780	808	832
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	74 791	68 062	65 095

6	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$	107 206
---	--	---------

в) необходим оборотен капитал – 28 688 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 5,74% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -8 502 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - E_{\text{прог.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} * \text{Ц}_{\text{мп.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - E_{\text{отч.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} * \text{Ц}_{\text{мп.}}^1 \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 303 564 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 309 343 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-262-59 от 12.05.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$E_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 646 245 хил. kWh;

$\text{ТР}_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$\text{Ц}_{\text{мп.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$\text{Ц}_{\text{мп.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – (минус) -3 384 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 307 106 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 311 282 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$E_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 589 062 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$\text{ТР}_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$\text{Ц}_{\text{мп.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на

технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

$C_{mp.1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 123,16 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) - 346 хил. лв.;

Z_{t-1} – (минус) - 3 085 хил. лв.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 822 хил. лв.

		2018 г. (И1)	2019 г. (И2)	2020 г. (И3)
		отчет	отчет	отчет
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	93 432	75 396	93 329
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	24 881	23 190	17 638
3	Нетна амортизация, Ап, хил. лв.	7 083	4 219	6 148
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	61 468	47 987	69 544
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 * I1 + 1,5 * I2 + 0,5 * I3) / 3$	86 807		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	95 934		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A1 + 1,5 * A2 + 0,5 * A3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.	9 037		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	8 154		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. $(p.5-p.6) * 6,67\% * 3 + (p.7-p.8) * 3$	822		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	0		
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	0		
12	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р. 11)	822		

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. До настоящия момент Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Формирането на цената за достъп по предложения начин е нецелесъобразно, тъй като ще засегне на практика най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, Р България все още не е въвела ясни критерии за дефиниране и защита.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	125 171
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	104 333

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	627 929
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	492 035
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 206
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	28 688
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	36 043
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-8 502
8	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	822
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	324 473
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	8 637 854

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – **0,00987 лв./kWh;**
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,03750 лв./kWh;**
- цена за достъп за небитови клиенти – **0,02060 лв./kW/ден;**
- цена за достъп за битови клиенти – **0,00598 лв./kWh,**
необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – **324 473 хил. лв.** и пренесена електрическа енергия от **8 637 854 MWh.**

3.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, в частта по т. II.6.3. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01285 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03531лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02053 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00890 лв./kWh.

3.3.1. Предоставена от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „Електроразпределение Север“ АД и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Север“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01285	0,01304	+1,48%

цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03531	0,03582	+1,44%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00890	0,00903	+1,46%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02053	0,02083	+1,46%

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 94,18 лв./MWh, с включени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължения към обществото“, като в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата година от шестия регулаторен период са, както следва:

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 101 949 хил. лв., при утвърдени за петия регулаторен период – 82 457 хил. лв. (индексирани с инфлация за последната година от предходния регулаторен период – 87 394 хил. лв.);

- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 69 612 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 9,00%;

- Разходи за амортизации на съществуващите активи – 37 013 хил. лв.;

- Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 7 272 хил. лв.;

- Годишни амортизационни отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин – 2 799 хил. лв.;

- РБА в размер на 260 941 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 263 305 хил. лв., в т.ч.:

- а) призната балансова стойност на активите в размер на 191 363 хил. лв.;

- б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2021 г. – 2023 г. в размер на 48 133 хил. лв.;

- в) необходим оборотен капитал – 21 445 хил. лв.;

- Норма на възвръщаемост на капитала – 6,67%;

- Корекция с фактора Z – (минус) -11 402 хил. лв.;

- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период – (минус) -541 хил. лв.

3.3.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 100 245 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.1. от единния подход;

- Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 8,5%, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 41 486 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Север“ АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	40 510	37 144	33 385
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-2 876	-2 711	-2 809
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	37 634	34 433	30 576
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	34 214		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	7 272		
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	41 486		

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.7. от единния подход;

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 22 028 хил. лв., съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 5,74% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -15 102 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{мп.} \right)_{t-1} - \left(P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{мп.}^1 \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 212 288 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 223 117 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-273-56 от 12.05.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

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

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 445 154 хил. kWh;

$TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

$C_{мп.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$C_{мп.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – (минус) -4 276 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 207 775 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 211 805 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

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

Е_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 530 575 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

ТР_{одоб.} – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

Ц_{пр.} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

Ц_{пр.¹} – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 121,56 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) - 6 255 хил. лв.;

Z_{t-1} – (минус) - 1 980 хил. лв.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) -1 230 хил. лв.

хил. лв.

		2015 г. (И1)	2016 г. (И2)	2017 г. (И3)
		отчет	отчет	отчет
1	Инвестиции – общо	42 895	46 346	38 785
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	2 031	1 952	3 604
3	Нетна амортизация, Ап	5 539	5 897	3 084
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	35 326	38 497	32 098
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I1 + 1,5 * I2 + 0,5 * I3) / 3$		54 036	
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.		56 056	
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A1 + 1,5 * A2 + 0,5 * A3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на р.3		8 078	
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.		8 484	
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%*3+(р.7-р.8)*3		-1 622	
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.		-385	
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.		-7	
12	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р. 11)		-1 230	

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	100 245
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	75 978
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	261 524
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	191 363
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	48 133
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	22 028
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	15 011
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-15 102
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 230
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	216 389
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	5 490 283

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД, са както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01303 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03546лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02073 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 216 389 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, в частта по т. II.6.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01349 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04429 лв./kWh.

3.4.1. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия до/през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2021 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

3.4.2. Ценообразуващи елементи

С писмо с писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за

първата ценова година от шестия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2020 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са признати на стойност от 866 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени т. 2.1. от единния подход.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е определена в размер на 240 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.т. 2.3. от единния подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	317	293	217
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-79	-79	-55
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	238	214	162
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	205		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	35		
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	240		

– Регулаторната база на активите е определена в размер на 1 761 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2020 г., хил. лв.	2 243
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	457
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2020 г., хил. лв. (р.1-р.2)	1 786
4	Средна стойност на амортизациите, хил. лв. $(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM_Ф)/3$	435
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период, хил. лв. (р.3-р.4)	1 351

б) среден номинален размер на инвестициите:

		2021 г. (I_1)	2022 г. (I_2)	2023 г. (I_3)
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	233	159	188
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	20	0	0
3	Амортизация – общо, хил. лв.	9	37	59
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	0	1	1
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	204	123	130
6	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3$	253		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 157 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са запазени на 5% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е определена на 5,74% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 1 252 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * Ц_{мп.} \right)_{t-1} - \left(P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * Ц_{мп.}^1 \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 342 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 1 955 хил. лв., съгласно представената информация с писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-09-12 от 13.05.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 57 904 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 33 804 хил. kWh;

$TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

$Ц_{мп.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$Ц_{мп.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – 28 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 2 734 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 1 955 хил. лв. съгласно представената от Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 72 516 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 51 848 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г.;

$TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

$Ц_{мп.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

$Ц_{мп.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 1 от НРЦЕЕ, в размер на 124,46 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -57 хил. лв.;

Z_{t-1} – 583 хил. лв.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) -27 хил. лв.

		2018 г. (И ₁)	2019 г. (И ₂)	2020 г. (И ₃)
		отчет	отчет	отчет
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	360	208	74
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	83	0	2
3	Нетна амортизация, Ап, хил. лв.	6	27	38
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (p.1-p.2-p.3)	271	181	34
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$	322		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв	335		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A_1 + 1,5 * A_2 + 0,5 * A_3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв	25		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв	44		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ $(p.5-p.6) * 6,67\% * 3 + (p.7-p.8) * 3$	-60		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	-16		
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	-17		
12	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (p.9-p.10-p. 11)	-27		

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, са следните:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	866
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	391
3	Разходи за амортизации	240
4	Регулаторна база на активите	1 761
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 351
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	253
4.3.	Необходим оборотен капитал	157
5	Норма на възвръщаемост на капитала	5,74%
6	Възвръщаемост $(p.4 * p.5)$	101
7	Корекция с фактор Z	1 252
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	-27
9	Необходими годишни приходи $(p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)$	2 824
10	Количество електрическа енергия за разпределение	49 907

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04333 лв./kWh,

необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 2 824 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 49 907 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2021 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-11 от 31.03.2021 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, в качеството си на краен снабдител, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови, респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е постъпило писмо с вх. № Е-13-77-5 от 24.03.2021 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

1. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроснабдителните дружества

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен единен подход, както следва:

1.1. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е утвърдена в размер на 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия.

1.2. Необходимите годишни приходи на крайните снабдители за ценовия период отразяват прогнозните разходи за покупка на електрическа енергия за снабдяване на крайните клиенти, изчислени на основата на годишната прогноза за потребление за клиентите, присъединени към съответната мрежа на ниско напрежение и среднопретеглена цена за енергия. Среднопретеглената цена за покупка на електрическа енергия е формирана на база индивидуалните прогнозни количества и цената за закупуване на електрическа енергия от обществения доставчик, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

1.3. В цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Към настоящия момент такива прогнозни разходи не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната обосновааност, тъй като не е налице яснота относно възможностите за тяхното обезпечаване посредством финансиране чрез различни инструменти или комбинация от тях (в т.ч. безвъзмездна финансова помощ, нисколихвени и държавно гарантирани заеми, други финансови стимули за привличане на инвестиции от частния сектор, европейски фондове и програми и т.н.). В допълнение, разпределението на индивидуални цели за енергийни спестявания обхваща освен предприятия от сектор „Електроенергетика“ и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Това, в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания, ще доведе до ситуация крайните клиенти на електрическа енергия да финансират разходи по изпълнени мерки за енергийна ефективност в други сектори и на практика е възможно да доведе до чувствително и необосновано увеличение на цената за задължения към обществото.

1.4. В цените не са включени разходи за несъбираеми вземания. Не може да се приеме за обосновано, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите

годишни приходи на дружествата е в интерес на клиентите, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружествата. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружествата да полагат усилия за събирането им по реда на ГПК.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроснабдителните дружества за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г., „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.7.1., на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

„ЧЕЗ Електро България“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14072	0,14189	+0,83%
- Нощна	0,05997	0,10844	+80,82%
2. Една скала	0,14072	0,12643	-10,15%

Прогнозата на „ЧЕЗ Електро България“ АД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

- Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР цени на обществения доставчик;
- Разходи за балансиране на стойност 14 514 хил. лв.;
- Възвръщаемост на регулаторната база – 4 488 хил. лв.;
- Компонента за дейността – 41 122 хил. лв.;
- Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 3 082 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 933 хил. лв. и некомпенсирани разходи за небаланси – 29 765 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 384 906 MWh.

„ЧЕЗ Електро България“ АД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от задължения, свързани с изпълнение на индивидуалните цели за енергийни спестявания, съгласно чл. 14, ал. 4, чл. 14а, ал. 4, чл. 15, ал. 6 и чл. 20 от Закона за енергийната ефективност, съдържащо:

– искане за компенсиране на разходите за изпълнение на определената му индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за 2021 г., а именно 14,303 GWh, в размер на 379 хил. лв.;

– искане за компенсиране на разходите за изпълнение на определената му индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за периода от 01.01.2017 г. до 30.06.2020 г., включително компенсиране на разходите за изпълнение на определената кумулативна индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за 2020 г., а именно 570 505 GWh, в размер на 15 030 хил. лв.

2.1.2 Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „ЧЕЗ Електро България“ АД се установи, че дружеството е предложило стойности на ценообразуващите елементи, които не са в съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. Съгласно тази разпоредба размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. В чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е посочено, че в утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия не се включват цената за задължения към обществото и разходи за балансиране, като последните са част от компонентата за дейността (арг. от чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ). Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не предвижда включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

В резултат на гореизложеното и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик и цената за задължения към обществото цените на „ЧЕЗ Електро България“ АД са, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14436
- Нощна	0,06148
2. Една скала	
	0,14436

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,67 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 531 479 хил. лв.

Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

- 1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01188 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03602 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh.**

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2021 г., „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.7.2., на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2021 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14118	0,14118	0,00%
- Нощна	0,05787	0,05873	1,49%
2. Една скала	0,14118	0,14118	0,00%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. в размер на 3 897 686 MWh;
- Използвана е утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти;
- Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ в размер на 7%.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност, съдържащо:

- искане за компенсиране на разходи в размер на 9 832,00 лв. за финансиране на мерки за повишаване енергийната ефективност при краен клиент за постигане енергийни спестявания при крайна енергия в размер на 9,32 MWh/г. и 27,96 MWh/г. първична енергия, потвърдени с удостоверение за енергийни спестявания № 1765/12.04.2019 г. на Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР);

- искане за въвеждане на инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания, произтичащи от задълженията на Република България, поети като национални цели за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания в първичното и в крайното енергийно потребление за периода от 01.01.2014 г. до 31.12.2020г. и периода от 01.01.2021 г. до 31.12.2030 г., с цел осигуряването на необходимите на дружеството средства за изпълнението на наложеното задължение за участие в схемите за енергийни спестявания съгласно чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО (ОВ, L 315/1 от 14 ноември 2012 г.) и на Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите, или алтернативно:

- искане на база на реализирани мерки за енергийна ефективност и необходимите за тях средства за включване в необходимите приходи на дружеството на сумата от 185 906 374,55 лв. без ДДС за периода 2017 г. – 2020 г. и за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2022 г., необходими за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност. Искането е обосновано на база изготвен анализ, според който изчислената средна претеглена цена за спестен MWh енергия е в размер на 780,37 лв., без ДДС, като изчисленията са направени на база изпълнени алтернативни мерки за енергийна ефективност по различни програми в публичния сектор, отчетени в Национален план за действие по енергийна ефективност 2018 г. Съгласно публикуван от АУЕР проект на поименен списък на задължените лица по чл. 14а, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за

енергийни спестявания за изпълнение през 2021 г., на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е определена цел в размер на 12,228 GWh, както и прогнозна индивидуална цел за енергийни спестявания в размер на 13,622 GWh за 2022г. съгласно Интегрирания план в областта на енергетиката и климата на Република България за 2021г. – 2030г. При запазване на досегашната политика, изискваща от задължените лица да финансират мерки при крайните клиенти, изразяващи се в подмяна на дограма, подмяна на електроуреди, саниране и т.н., то на дружеството ще е необходима сумата от 14 861 756,47 лв., без ДДС, за да може да финансира мерки, с които да изпълни определените му годишни цели за изпълнение за календарната 2021 г. и за първата половина на 2022 г.

2.2.2 Ценообразуващи елементи

В съответствие с мотивите, изложени по т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са устойчивости и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

След извършен анализ на заявлението на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик и цената за задължения към обществото, цените на дружеството са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14218
- Нощна	0,05687
2. Една скала	0,14218

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,67 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 472 424 хил. лв.

Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01188 лв./kWh,
2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03750 лв./kWh,
3. Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-11 от 31.03.2021 г., „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.7.3., на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2021 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14257	0,14517	1,82%
- Нощна	0,05562	0,05664	1,83%
2. Една скала	0,14257	0,14517	1,82%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител и утвърдената цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 5 от НРЦЕЕ – 7%;
- Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 2 701 200 MWh;
- Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 4 501 хил. лв.;
- Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 9 798 хил. лв.

2.3.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ на заявлението на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14546
- Нощна	0,05697
2. Една скала	0,14546

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,67 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 327 403 хил. лв.

Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

- 1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01188 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03546 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh.**

2.4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

2.4.1 „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление или не е представило информацията по чл. 41 от НРЦЕЕ, Комисията може служебно да утвърди необходимими годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-77-5 от 24.03.2021 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, цените на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД са, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14424
- Нощна	0,05697
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,67 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 113 хил. лв.

Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01188 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04333 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2021 г. <i>(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)</i>	
„ЧЕЗ Електро България“ АД	4,17%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	2,38%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	2,13%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	-1,58%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	3,02%

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

РЕШЕНИЯ:

1. Да приеме доклада.

2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите. Откритото заседание да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране.

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