



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 и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно за компенсиране на невъзстановяеми разходи, съответно на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия на преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW по ЗЕВИ. За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW Комисията определя премии, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW премии, като разлика между определената до влизане в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник – § 34, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.

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

инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW по ЗЕВИ (§ 9 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.).

В контекста на чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

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

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

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. От началото на годината на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД са проведени 6 търга, за различни периоди от следващия регулаторен период, но основно на продукти с отклонения:

<i>Дата</i>	<i>Среднопрегледена цена</i>	<i>Период на доставка и отклонения</i>	<i>Товар MW</i>
03.05.2020	105,00	01.01.2021-31.03.2021; Почасово отклонение (-50%/+500%)	20
29.04.2020	90,10	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-60%/+200%)	60
22.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+400%)	1
06.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-90%/+200%)	10
30.03.2020	99,00	01.06.2020-31.12.2020; Базов товар	8
14.02.2020	105,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	5

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърските 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 фючърските сделки на HUDEX².

Фючърсите за българския пазар за трето тримесечие на 2020 г. (Q3 2020) са на нива от 45,31 €/MWh (88,62 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2020 г. (Q4 2020) са на нива от 49,05 €/MWh (95,93 лв./MWh) или за второто полугодие на 2020 г. (H2 2020) цената следва да е около 47,18 €/MWh (92,28 лв./MWh). За първо тримесечие на 2021 г. (Q1 2021) и второ тримесечие на 2021 г. (Q2 2021), т.е. за първото полугодие на 2021 г. (H1 2021) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар за Q3 2020 са на нива от 47,41 €/MWh (92,73 лв./MWh), за Q4 2020 – 50,20 €/MWh (98,18 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 48,81 €/MWh (95,45 лв./MWh), за Q1 2021 липсват сделки, а за Q2 2021 цените са 41,17 €/MWh (80,52 лв./MWh).

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

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

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

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

¹ <http://www.eex.com>

² <https://hudex.hu>

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-29 от 15.04.2020 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2019 г. – 31.12.2019 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2019 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2019 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2019 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

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	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	95,65 лв./MWh
3	Групов коефициент K_t (р.2/р.1)	1,03044
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	92,74 лв./MWh

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	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	97,14 лв./MWh
3	Групов коефициент K_d (р.2/р.1)	1,04650
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	94,18 лв./MWh

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно

комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:

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

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	92,24 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,99371
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	89,43 лв./MWh

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 проджекте“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолджи“ 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) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	97,95 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	1,05513
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	94,96 лв./MWh

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	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,08 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,92727
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	83,45 лв./MWh

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	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,08 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,01061
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	90,95 лв./MWh

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

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г.) и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 92,74 лв./MWh;
2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 94,18 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 89,43 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 94,96 лв./MWh;
5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 83,45 лв./MWh;
6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 90,95 лв./MWh;
7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 90,01 лв./MWh.

II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „производство на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители: заявление с вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2020 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-7 от 31.03.2020 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2020 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-01-8 от 30.03.2020 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно ВЕЦ-овете, собственост на дружеството.

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

1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

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

С Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 53,90 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 806 812 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2020 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 55,56 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 209 668 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 117 401 хил. лв.; консумативи – 2 057 хил. лв.; други променливи разходи – 1 612 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 610 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 88 598 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 571 222 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 139 398 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 40 798 хил. лв.; социални разходи – 26 398 хил. лв.; разходи за амортизации – 163 303 хил. лв.; разходи за ремонт – 70 643 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 130 682 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 62 904 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 15 186 584 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 15 900 232 MW*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

- цената на електрическата енергия възстановява икономически обоснованите годишни разходи за осъществяване на лицензионна дейност, в т.ч. разходи за управление, експлоатация и поддръжка, ремонти, амортизации, гориво, разходи за балансиране и разходи произтичащи от лицензионни и нормативни изисквания;
- цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала 2,9 %, и се увеличава с 1% спрямо текущия ценови период при оборотен капитал 71 567 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 172 111 хил. лв.;
- прогнозният размер на нетния търговски износ в електроенергийната система (ЕЕС) на страната (нетно производство) е съобразен с планираните експлоатационни режими на производствените мощности;
- прогнозните производствено-технически показатели са определени на базата на следните обективни фактори: проектни характеристики на производствените мощности, вкл. работата на блок 6 на 104%, с отчитане на въздействието на характерните за площадката климатични условия върху изходната електрическа мощност; проектни, лицензионни и нормативни изисквания за осигуряване на безопасността на ядрените съоръжения; оптимално натоварване на производствените мощности с отчитане на спецификата на

експлоатация на ядрените енергийни блокове: работа в базов режим (постоянен месечен товар за целия период на планирана разполагаемост); работа в режим на мощностен ефект в края на горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт; допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; продължителност на планираните престои съгласно критичните линии за изпълнение на планирания обем дейности при спрян блок (годишен ремонт, техническо обслужване, специализиран контрол и диагностика, презареждане, реконструкции и други, съгласно утвърдени ремонтна програма, инвестиционна програма, програмите за повишаване на безопасността, за удължаване на ресурса, за повишаване на изходната мощност); допустима непланова неготовност съгласно тенденциите в експлоатацията на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 1% (световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – 3%); размерът на СН на централата се предопределя от мощността на проектно инсталираното оборудване на площадката на АЕЦ Козлодуй, режимите на експлоатация и характерните условия на околната среда; показателите за топлинна икономичност (специфичен разход на топлина и специфичен разход на условно гориво) на ядрените енергийни блокове са определени с отчитане на спецификата на електропроизводството от ядрено гориво;

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

- прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен с 5% спрямо отчетения за 2019 г.;

- разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозирани в размер на 163 303 хил. лв. при използване на линеен метод на амортизация, съгласно счетоводните политики на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и в зависимост от техническия полезен живот на активите. В отчетните и в прогнозните разходи не са включени разходите за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин, в размер на 4 081 хил. лв. Прогнозният размер на амортизациите е до размера на отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2019 г.;

- обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2019 г., предходния и предстоящия регулаторен период е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката, ТОиР съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за регулаторния период са на стойност 70 643 хил. лв. и не включват разходи, които увеличават стойността на активите;

- разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозирани на база нормативни изисквания и сключени договори, като са завишени спрямо отчетените през 2019 г., основно в резултат на подновяване извозването на отработено ядрено гориво (ОЯГ) за съхранение и преработка в Руската федерация;

- ядреното гориво е на стойност 117 401 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани с и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия;

- регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2019 г., пряко свързани с дейността „производство на електрическа енергия“, и е в размер на 2 172 111 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, е изчислен в съответствие с чл.14, ал. 8 от НРЦЕЕ, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходите за амортизации и разходите за обезценка на несъбираеми вземания;

– нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,90 %, при НВ на собствения капитал – 2,59 % и среднопретеглена НВ на привлечения капитал – 4,17 %.

1.2. Ценообразуващи елементи

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

– Разходите за ремонт са коригирани до отчетените през 2019 г. нива, от 70 643 хил. лв. на 67 279 хил. лв. През последните няколко години се забелязва трайна тенденция дружеството да не изпълнява в пълен обем ремонтната си програма, за сравнение през предходния регулаторен период дружеството е планирало разходи за ремонт в размер на 74 788 хил. лв., докато отчита такива от 67 279 хил. лв.;

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 130 682 хил. лв. на 123 364 хил. лв., тъй като разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, експертни и одиторски разходи, услуга водоподаване, обучения и квалификации, специфични разходи, свързани с технологията на производство, научни разработки и документации, разходи за задължения по нормативни актове са признати на ниво отчет през 2019 г.;

– Променливите разходи са коригирани от 209 668 хил. лв. на 208 252 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за консумативи и други променливи разходи до отчетените нива през базисната година.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	15 186 584	15 186 584
2	Променливи разходи	хил.лв.	209 668	208 252
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	571 222	560 540
4	Възвръщаемост	хил.лв.	62 904	62 904
5	Необходимы годишни приходи	хил.лв.	843 793	831 696
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	55,56	54,77

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 54,77 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 831 696 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 186 584 MWh.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, е в размер на 70,40 лв./MWh, без ДДС.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-8 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 98,52 лв./MWh, без ДДС, която е формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. от 2 850 000 MWh;

- Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2019 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;
- Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 1 524 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период спрямо отчетените през 2019 г. с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;
- Разходите за персонал са увеличени с 8,9% за следващата година;
- Разходите за пощенски, абонаментни и информационни услуги, наеми, охрана на труда, командировки, обучение и квалификация и одиторските разходи са прогнозирани на нивото на отчета за 2019 г.;
- Разходите за въоръжена охрана са включени съгласно сключените договори, като в тях е отразено и увеличението на минималната работна заплата в страната;
- Разходите за безплатна храна са прогнозирани съгласно действащата нормативна уредба (Наредба № 11 и КТД) и са увеличени спрямо отчета за 2019 г., тъй като са обвързани с минималната работна заплата за 2020 г.;
- Останалите условно-постоянни разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени също с прогнозната инфлация;
- Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо базовата година с 10% предвид завишените разходи за охрана на обекти и ремонт, които са пряко свързани с промяната на минималната работна заплата, която от началото на 2020 г. е увеличена с 9%. Разходите за ремонт в предприятие „Язовири и каскади“ са предложени, съгласно приетата ремонтна програма на дружеството и са увеличени спрямо отчета за 2019 г., тъй като голяма част от ремонтите през 2019 г. са отложени, но извършването на ремонти в язовирните съоръжения е необходимо с оглед гарантиране сигурността на хидротехническата обекти и цялата околна инфраструктура;
- НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 43 875 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с намаленото производство от ВЕЦ и необходимостта за производство от ПАВЕЦ за покриване на вечерния пик на потребление, като ПАВЕЦ трябва да работи в помпен режим през нощта за да осигури необходимата вода за електропроизводство в пика;
- Регулаторната база на активите (РБА) е изчислена съгласно предварителния отчет за 2019 г. Използваната от дружеството норма на възвръщаемост (НВ) е в размер на 5,47%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,04% и НВ на собствения капитал от 5,50%.

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

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за утвърждаване на цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2019 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Количеството произведена електрическа енергия е преизчислено от 2 850 000 MWh на 3 288 210 MWh, тъй като според чл. 19, ал. 4 от НРЦЕЕ цената на електрическата енергия, произведена от ВЕЦ над 10 MW, се образува въз основа на количества нетна електрическа енергия, определени след извършен анализ на годишното производство на електрическа енергия за период не по-кратък от 11 години;
- Социалните разходи са признати до нивото, отчетено през базисната година;
- Разходите за горива, работно облекло, материали за текущо поддържане, застраховки, както и въоръжена охрана са признати на ниво отчет 2019 г.;
- Корекции по предложените стойности на регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала не са прилагани.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	2 850 000	3 288 210
2	Променливи разходи	хил.лв.	108 024	108 024
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	107 532	106 279
4	Възвръщаемост	хил.лв.	65 229	65 229
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	215 556	214 303
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	98,52	85,01

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

3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-13-12-7 от 31.03.2020 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 95,91 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 32,20 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 139,55 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 711 277 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 253 231 хил. лв., консумативи – 21 655 хил. лв., други променливи разходи – 436 392 хил. лв. (такса услуга водоползване – 210 хил. лв., енергия за производствени нужди – 980 хил. лв., депониране на пепелина – 3 873 хил. лв., разходи за закупени емисии CO₂ – 431 328 хил. лв.);
- Нетна електрическа енергия – 7 416 175 MWh;
- Условно-постоянни разходи – 255 786 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 67 857 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 10 052 093 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 7 416 175 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 711 277 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени 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 250 619 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ;
- Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 2 612 хил. лв. и включват разходи за мазут – 857 хил. лв. и разходи за природен газ (метан) 1 754 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени въз основа на цената за промишлени

потребители по приложена фактура от „Ситигаз България“ ЕАД, в размер на 652,23 лв./х.нм3 с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа;

– При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик, формирани от количеството варовик 797 071 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като съгласно подписания договор за доставка планираните разходи за варовик възлизат на 20 645 хил. лв.;

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

– Разходите за квоти за парникови газове са формирани въз основа на очакването на дружеството да емитира 9 693 835 тона парникови газове. За 2020 и 2021 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД няма да получи безплатни квоти във връзка с реализирането на проекти, включени в националния план за инвестиции. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен период е изчислена на 431 328 хил. лв., като е използвана средна цена по фючърс за месец декември 2020 г., включващ периода от началото на 2020 г. до момента на подаване на заявлението.

Условно-постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията. Общата стойност на планираните постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 255 786 хил. лв. Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период възлизат на 68 710 хил. лв. Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 31 972 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Планираните разходи за амортизации през новия ценови период са 94 988 хил. лв. Стойността на тази група разходи отбелязва минимално намаление спрямо отчета за 2018 г., съгласно който същите възлизат на 96 209 хил. лв. Според „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите. Ремонтната програма за 2020 г. е на стойност 29 523 хил. лв. Завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2019 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение. Планираните разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 30 594 хил. лв.

Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 413 430 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 94 604 хил. лв. Използваната НВ на собствения капитал НВск за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%, а на привлечения капитал НВпк – 4,77%. Среднопретеглената цена на капитала е 4,80%.

Искане за компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило и искане на основание чл. 35 от ЗЕ за признаване и компенсиране на разходи за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, съгласно постановените от Комисията Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. и Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., както и Заповеди № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г., № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г., № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г. и № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката с оглед гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия, възлизащи общо на сума в размер на 238 507 хил. лв., както следва:

1. Разходи, подлежащи на компенсиране по Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР – 58 730 хил. лв.;

2. Разходи, подлежащи на компенсиране по Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР:

2.1. по Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. и Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката – 16 303 хил. лв., за предоставени 673 105 MWh;

2.2. по Заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г. на министъра на енергетиката – 36 247 хил. лв., за предоставени 1 752 000 MWh;

3. Разходи, подлежащи на компенсиране по Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката – 127 227 хил. лв., за предоставени 1 981 420 MWh.

Дружеството посочва, че за разглеждания период част от електрическата енергия е предоставена чрез определена квота по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ (в периода от 01.01.2019 г. до 30.06.2019 г.), а друга част е определена на основание чл. 35 от ЗЕ, въз основа на издадени заповеди от министъра на енергетиката. И в двата случая участието на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е свързано с гарантиране сигурността на доставките за клиентите на регулирания пазар, тъй като централата има ключово значение за управление на ЕЕС в реално време и допълнителните услуги, предоставяни на системния оператор, не могат да бъдат осигурени от друга централа. Отчетните данни за разходите, свързани с производството на електрическа енергия през 2019 г., формират значително по-висока стойност спрямо прогнозните разходи, използвани от КЕВР при утвърждаване на регулираните цени, което се дължи на две обстоятелства:

– Утвърждаваните от КЕВР цени се базират винаги на прогнозни данни, а колкото и прецизна да е прогнозата на регулатора, разликата с отчетните данни подлежи на регулаторен преглед относно икономическата 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 2018 и 2019 г., което донесе на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД сериозни допълнителни разходи и цената на електрическата енергия за клиентите на регулирания пазар се увеличи двукратно спрямо прогнозата на КЕВР за предходния регулаторен период.

Предвид гореизложеното, според дружеството некомпенсираните (невключените в необходимите приходи) разходи, свързани с производството на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., изчислени на база предоставените количества електрическа енергия на общественния доставчик, съгласно утвърдената от КЕВР квота са:

Количество ел. енергия, предоставено на общественния доставчик на електрическа енергия (ОД) за покриване нуждите на регулирания пазар, съгласно Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР	Цена, изчислена на база отчетените разходи за производство на електрическа енергия за 2019 г.	Цена за предоставени количества на ОД, съгласно утвърдената квота по решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР	Допълнителни разходи, не компенсирани с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР	
MWh	в лв./MWh	в лв./MWh	в лв./MWh	в хил. лв.
732 505	157,17	76,99	80,18	58 730

Разходите, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ във връзка със Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. и Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката, са както следва:

Количество	Цена, изчислена на база отчетените разходи за производство на електрическа енергия за 2019 г.	Цена за предоставени количества на ОД, съгласно утвърдените квоти по решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР плюс утвърдени с решение Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР средства за компенсиране на извършени от обществения доставчик допълнителни разходи през предходния регулаторен период	Разлика за компенсиране по чл. 35 от ЗЕ	
MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	хил. лв.
673 105	157,17	132,95	24,22	16 303

Дружеството отбелязва, че част от получената компенсация от обществения доставчик по горните две заповеди от ФСЕС в общ размер на 3 553 994,40 лв. (без ДДС), от които 3 168 000,00 лв. (без ДДС) за предоставените от централата 600 000 MWh във връзка със Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. на министъра на енергетиката и 385 994,40 лв. (без ДДС) за предоставените 73 105 MWh във връзка със Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката, формирана въз основа на разликата между определената на НЕК ЕАД с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдителите, в размер на 71,71 лв./MWh (без ДДС) и утвърдената със същото решение цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в размер на 76,99 лв./MWh (без ДДС), остава спорна между производителя и обществения доставчик, тъй като всеки от тях претендира, че има право да я получи. В тази връзка централата очаква решение на КЕВР и за сумата в размер на 3 553 994,40 лв. (без ДДС), които да бъдат признати на НЕК ЕАД като компенсация за предходния регулаторен период, и в последствие бъдат предоставени от НЕК ЕАД на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по силата на Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР и сключеното между страните споразумение. Дружеството обръща внимание, че от тази гледна точка допълнителната компенсация до пълните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не включва сумата от 3 553 994,40 лв.

Разходите, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ във връзка със Заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г. на министъра на енергетиката, са както следва:

Периоди (2019/2020 г.)	Количество	Цена, изчислена на база разходи за производство на електрическа енергия за 2019/2020 г.	Изчислена прогнозна цена от КЕВР по Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г.	Разлика за компенсиране по чл. 35 от ЗЕ	
	MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	хил. лв.
Юли-Декември 2019	1 439 896	157,17	135,30	21,87	31 491
Януари, 2020	312 104	150,54	135,30	15,24	4 756
Общо	1 752 000	-	-	-	36 247

Дружеството отбелязва, че тъй като срокът на Заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г. на министъра на енергетиката обхваща част от 2019 г. и част от 2020 г., то за количествата, които са предоставени на НЕК ЕАД в рамките на 2019 г., е използвана изчислената стойност на разходите на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД на база отчетните данни за 2019 г., а за количествата, предоставени през 2020 г., е използвана прогнозната стойност на разходите за 2020 г.

Разходите, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ във връзка със Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката, са както следва:

Количество	Цена, изчислена на база разходи за производство на електрическа енергия за 2020 г.	Цена по Споразумение с "НЕК"ЕАД	Разлика за компенсиране по чл. 35 от ЗЕ	
MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	хил. лв.
1 981 420	150,54	86,33	64,21	127 227

Дружеството посочва, че Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката не е взета предвид в Решение Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, но се отнася за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. В тази връзка между „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и НЕК ЕАД е сключено споразумение, въз основа на което НЕК ЕАД ще заплаща на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД доставеното по регистрираните от независимия преносен оператор почасови графици количество нетна активна електрическа енергия за месеца по цена в размер на 86,33 лв./MWh (цена на енергийния микс на обществения доставчик за реализиране на крайните снабдител, без включена компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“), като тази цена ще се прилага до приемане на решение на КЕВР, определящо цена/разходи за изкупуване на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

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

- В периода 2002 г. – 2018 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е инвестирало огромен ресурс за обекти с екологично предназначение и производствени мощности, възлизащ на над 1 млрд. лева, като изцяло са подменени или рехабилитирани основни и спомагателни съоръжения;

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

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

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

- Прилаганият метод за регулиране по отношение на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е „норма на възвръщаемост“ и изглежда приемлив и приложим единствено при напълно

регулиран пазар, когато централата реализира цялото си производство по фиксирани от регулатора цени. В тази хипотеза, ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД получава утвърдена от регулатора ценова рамка, която има за цел да осигури финансовата стабилност на централата, която включва и изпълнение на наложените задължения към обществото като критична инфраструктура, както и изпълнение на задълженията за производство на електрическа енергия от местни енергийни източници, съгласно енергийната стратегия на страната, утвърдена от министъра на енергетиката. Централата изпълнява функцията още на регулираща мощност, която се използва ежедневно, т.е. не може да бъде третирана като резервна мощност, която може да се използва няколко пъти в годината. Енергийна сигурност и гарантиране на снабдяването с електрическа енергия не означават и не се свеждат единствено до статистически данни за възникнали тежки аварии и предприети действия за тяхното отстраняване съгласно Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС). Грижата за енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. В хипотезата на либерализиран пазар на електрическа енергия, обаче, вменените на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД задължения към обществото не могат да бъдат изпълнявани и финансирани на пазарен принцип.

– Остойностяването на разходите, породени от наложени задължения към обществото и отделянето им в отделна ценова компонента или включването им в цената за задължения към обществото, имат за цел да осигурят единствено безопасната техническа експлоатация на съществуващите съоръжения на централа с оглед гарантиране на енергийните доставки. Те не носят възвръщаемост за централата, както и не поставят дружеството в по-благоприятно положение спрямо всички други производители на електрическа енергия. В този смисъл, регулирането на постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД чрез отделен ценови компонент или чрез цената за задължения към обществото ще бъде напълно в съответствие с духа на националното и европейското законодателство;

– Спирането на работата на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД ще има сериозни икономически последици както за регулирания, така и за свободния пазар. Признаването на част от постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД като „друг ценови компонент“ по НРЦЕЕ ще осигури необходимия финансов ресурс на централата за финансиране на оперативните разходи за ремонт и поддържане на съоръженията на централата в техническа изправност и за производство на електрическа енергия особено в есенно-зимния сезон, когато има дефицит на енергия. В останалите периоди от годината, когато „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изпълнява оперативни функции си на регулираща мощност в реално време, с оглед недопускане на тежки аварии и разпад на ЕЕС, е необходимо приемането на компенсаторен механизъм за част от променливите разходи (квоти за емисии), като по този начин няма да се допусне изкривяване на цените на борсовия пазар и ще се осигури една относителна ценова стабилност най-вече за индустриалните консуматори.

3.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 711 277 хил. лв. на 694 785 хил. лв., като разходите за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2019 г. Разходи за CO₂ квоти са преизчислени по прогнозна цена от 22,00 €/тон на 414 837 хил. лв.

Разходите за ремонт, наеми на хидротехнически съоръжения, лицензионни такси и охрана на труда са включени на ниво отчет 2019 г. Корекция до отчета за 2019 г. е извършена на прогнозните разходи за работно облекло, материали за текущо поддържане и застраховки, които въпреки декларираното през предходния регулаторен период намерение на дружеството за редукция са сериозно завишени.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	7 416 175	7 416 175
2	Променливи разходи	хил.лв.	711 277	694 094
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	255 786	246 277
4	Възвръщаемост	хил.лв.	67 857	67 857
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	1 034 920	1 008 228
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	139,55	135,95

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

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

Дружеството е изложило аргументи относно квалифицирането на експлоатираната от него централа като стратегически обект от значение за националната сигурност, както и критична инфраструктура в сектор „Енергетика“, но не е посочило, нито е доказало, че реално е претърпяло разходи в тази връзка. Установяването на критичните инфраструктури се осъществява по правилата на Наредбата за реда, начина и компетентните органи за установяване на критичните инфраструктури и обектите им и оценка на риска за тях (НРНКОУРИООР, обн. ДВ, бр. 81 от 2012 г.). Наредбата е приложима за сектор „Енергетика“ – чл. 2, ал. 1 от НРНКОУРИООР. Според § 2 от Преходните и заключителни разпоредби на НРНКОУРИООР стратегическите обекти и дейности от значение за националната сигурност, определени в списъка-приложение към ПМС № 181, обн., ДВ, бр. 59 от 2009 г., се приемат за установени критични инфраструктури. По силата на чл. 1, ал. 1 от ПМС № 181 във връзка с т. V.2.3. от списъка – приложение към ПМС № 181, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е стратегически обект от значение за националната сигурност, както и установена критична инфраструктура в сектор „Енергетика“. В тази връзка има задължения, произтичащи от План за възстановяване, който се отнася за случаите на пълно разпадане на ЕЕС след тежки аварии. Съгласно чл. 131, ал. 1 от ПУЕЕС Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа.

В допълнение, следва да се има предвид, че прилаганият метод за ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ не допуска компенсиране на разходи във връзка с прилагане на предходно ценово решение на КЕВР, каквото искане прави дружеството по отношение на Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР. При този метод за ценово регулиране Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година, като следващ регулаторен преглед се извършва по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи – чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ. Според § 1, т. 15 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „регулаторен преглед“ означава дейност, при която Комисията извършва анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозната информация за следващ ценови/регулаторен период, предоставена от енергийните предприятия. В тази връзка, необосновани се явяват претенциите на заявителя за допълнително компенсиране на разходи, посочени в т. 1 и т. 2 по-горе. Необосновани са и претенциите на дружеството за компенсиране на средства от минал период, които са в

следствие на неизпълнение на заложената регулаторна рамка и реализирани по-малко от предвидените количества електрическа енергия.

Неправилен, също така, е и изводът на дружеството, че по отношение наложените му задължения за продажба на НЕК ЕАД на допълнителни 1 981 420 MWh за нуждите на регулирания пазар за периода 29.01.2020 г. – 30.06.2020 г. съгласно Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката не са предвидени никакви средства за компенсация на обществения доставчик. Видно от мотивите на Решение № Ц-12 от 01.04.2020 г., Комисията е предвидила такива средства от ФСЕС в размер на до 97 030 хил. лв., като е остойностила предполагаемите разходи на обществения доставчик по изчислените разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за произведен 1 MWh в т. П.3. от мотивите към Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР.

По отношение спорната между заявителя и обществения доставчик сума в размер на 3 553 994,40 лв. (без ДДС), представляваща получената от обществения доставчик компенсация от ФСЕС за закупени количества електрическа енергия, произведена от централата по Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. и Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката, същата е предвидена за компенсация по-долу.

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 135,95 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 008 228 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 416 175 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2020 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 108,60 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 18,22 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 118,71 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 203 082 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 99 087 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 3 168 хил. лв.; консумативи – 90 283 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO₂ – 83 996 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 25 584 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 15 125 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 234 400 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложили параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 2 150 000 MWh;
- собствени нужди – 13,02%;
- нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво – 411,4 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 472,54 г.у.г./kWh;
- разход на мазут – 3 000 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки. В разходи за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва разходите за квоти парникови газове по цена от 25,00 €/тон.

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

- Разполагаеми два енергийни блока, тъй като един блок е в топлофикационен режим;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 195 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
- Обща брутна разполагаема мощност – 2 234 400 MW*h;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,64%, при оборотен капитал 69 175 хил. лв. и регулаторна база на активите – 197 903 хил. лв.

Дружеството разпределя постоянните разходи и възвръщаемостта на централата по следния начин: една част за топлофикационната част и две части за кондензационната част.

За регулаторния период дружеството прогнозира разходите за заплати да са в размер на 5 862 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2019 г., увеличени с 10%, поради дългия период, в който заплатите не са коригирани. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са 1 635 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 8 240 хил. лв., формирани на база отчет 2019 г. и прогноза по амортизационния план за 2020 г. за 2/3 от ДМА на централата. Разходите за ремонти са 5 000 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове 1 и 3 и основен ремонт на блок 2. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 4 687 хил. лв., определени на база отчет 2018 г.

4.2. Ценообразуващи елементи

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

Необходимият оборотен капитал е коригиран от 69 157 хил. лв. на 25 231 хил. лв., с оглед на което и РБА, част от която е оборотният капитал, е преизчислена от 197 903 хил. лв. на 153 977 хил. лв. Посочената корекция на оборотния капитал е направена въз основа на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно който в случай, че дружеството не е обосновало стойността на оборотния капитал, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

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

Разходите за заплати, разходите за осигуровки, социалните разходи и тези, свързани с дейността по лицензията, са коригирани до отчетените нива през базисната година.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 870 000	1 870 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	203 082	188 406
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	25 584	21 844
4	Възвръщаемост	хил.лв.	15 125	8 498
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	243 792	218 748
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	130,37	116,98

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 116,98 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 218 748 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.

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

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

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

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

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

С оглед на това, че определяната по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на производителите разполагаемост за производство на електрическа енергия е обвързана с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, периодът, за който следва да бъде определена разполагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-8 от 31.03.2019 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-16 от 31.03.2020 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2020 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-25 от 31.03.2020 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2020 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-7 от 31.03.2020 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2020 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД. Използвана е и информация, постъпила с допълнителни писма с вх. № Е-13-47-16 от 20.05.2020 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-47-25 от 22.05.2020 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-47-25 от 19.05.2020 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и с вх. № Е-13-47-25 от 21.05.2020 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. са определени прогнозни количества електрическа енергия, които общественият доставчик ще

продава за покриване на потреблението на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества, посочени по-долу:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за закупуване от общественния доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители					
	„ЧЕЗ Електро България“ АД	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	„ЕСП Златни пясъци“ ООД	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли 2020 г.	369 815	413 233	220 224	10 787	1 014 059
август 2020 г.	381 561	436 335	230 308	11 460	1 059 664
септември 2020 г.	362 198	371 587	203 000	7 931	944 716
октомври 2020 г.	429 147	368 684	222 988	1 759	1 022 578
ноември 2020г.	483 078	441 536	263 417	788	1 188 819
декември 2020 г.	638 226	599 969	340 780	1 085	1 580 060
януари 2021 г.	693 920	633 735	392 618	1 409	1 721 682
февруари 2020 г.	581 676	534 111	325 496	1 307	1 442 590
март 2021 г.	500 212	484 933	283 104	1 176	1 269 425
април 2021 г.	451 024	407 281	266 424	2 603	1 127 332
май 2021 г.	409 022	364 266	216 907	4 713	994 908
юни 2021 г.	366 738	373 068	205 655	9 592	955 053
07.2020 г. – 06.2021 г.	5 666 617	5 428 738	3 170 921	54 610	14 320 886

Въз основа на извършен анализ на информацията относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период е установено, че необходимото количество електрическа енергия за покриване нуждите от енергия в страната е в размер на 33 410 094 MWh, от които 14 320 883 MWh за крайни клиенти на регулиран пазар.

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

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

Производител		Пълна цена за енергия, лв./MWh	Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	54,77	90,00	-39,14%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	85,01	90,00	-5,54%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	135,95	90,00	51,06%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	116,98	90,00	29,98%

Видно от горната таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 1 MW, електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и количеството, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ. Предвид очакваната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер на 90,00 лв./MWh, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с принципите по чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ. В тази връзка определянето на количества на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. За последните две дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по-горе по т. II. тяхната регулирана цена би била с повече от 10 на сто от прогнозната пазарна цена по т. I. по-горе – арг. от чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

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

Предвид обстоятелството, че количествата електрическа енергия, които общественият доставчик е задължен да закупи по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ покриват потреблението на клиентите на крайните снабдителите, както и спецификата на товарите, които осигуряват, е обосновано да бъдат определени количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания, така и на организирания борсов пазар.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдителите, както и за реализация на пазара по свободно договорени цени, са представени в таблицата по-долу:

№	Електрическа енергия по централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 468 800	3 434 112	34 688
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 167 990	5 116 310	51 680
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 1 MW	384 852	384 852	0
4	Топлофикационни и заводски централи	8 362	8 260	102
5	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	9 030 004	8 943 534	86 470
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	4 280 000	4 280 000	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 288 210	1 097 349	2 190 861
8	Общо количество енергия реализирано от НЕК ЕАД	16 598 214	14 320 883	2 277 330

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници над 1 MW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2019 г., като са взети предвид условията на § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.).

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

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители								
		Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВЕИ	ОБЩО
		MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.20	Общо	203 678	350 000	357 120	267 840	433	36 109	1 215 179
	Регулиран пазар	24 564	350 000	347 120	255 840	427	36 109	1 014 059
	Свободен пазар	179 115	0	10 000	12 000	5	0	201 120
авг.20	Общо	238 582	350 000	357 120	282 720	423	31 939	1 260 784
	Регулиран пазар	59 467	350 000	347 120	270 720	418	31 939	1 059 664
	Свободен пазар	179 115	0	10 000	12 000	5	0	201 120
сеп.20	Общо	198 686	350 000	208 800	367 200	514	25 115	1 150 315
	Регулиран пазар	9 781	350 000	204 112	355 200	507	25 115	944 715
	Свободен пазар	188 906	0	4 688	12 000	6	0	205 600
окт.20	Общо	212 260	149 000	357 600	506 600	714	17 755	1 243 928
	Регулиран пазар	12 918	149 000	347 600	494 600	705	17 755	1 022 578
	Свободен пазар	199 341	0	10 000	12 000	9	0	221 350
ное.20	Общо	253 621	446 400	208 800	489 600	773	15 226	1 414 420
	Регулиран пазар	31 710	446 400	208 800	485 920	764	15 226	1 188 820
	Свободен пазар	221 911	0	0	3 680	9	0	225 600
дек.20	Общо	261 381	699 360	357 120	476 160	908	16 251	1 811 180
	Регулиран пазар	30 272	699 360	357 120	476 160	897	16 251	1 580 060
	Свободен пазар	231 109	0	0	0	11	0	231 120
яну.21	Общо	238 587	714 240	357 120	520 800	907	24 428	1 856 082
	Регулиран пазар	104 198	714 240	357 120	520 800	896	24 428	1 721 682
	Свободен пазар	134 389	0	0	0	11	0	134 400
фев.21	Общо	254 095	530 880	295 680	456 960	827	34 788	1 573 230
	Регулиран пазар	123 465	530 880	295 680	456 960	817	34 788	1 442 590

	Свободен пазар	130 630	0	0	0	10	0	130 640
мар.21	Общо	377 152	237 760	282 340	490 380	855	44 676	1 433 164
	Регулиран пазар	213 423	237 760	282 340	490 380	845	44 676	1 269 424
	Свободен пазар	163 730	0	0	0	10	0	163 740
апр.21	Общо	376 080	187 200	244 800	482 400	782	46 069	1 337 331
	Регулиран пазар	166 090	187 200	244 800	482 400	773	46 069	1 127 331
	Свободен пазар	209 990	0	0	0	10	0	210 000
май.21	Общо	338 941	92 360	223 200	484 080	730	49 277	1 188 588
	Регулиран пазар	145 270	92 360	223 200	484 080	721	49 277	994 908
	Свободен пазар	193 671	0	0	0	9	0	193 680
юни.21	Общо	335 146	172 800	219 100	343 250	496	43 221	1 114 013
	Регулиран пазар	176 193	172 800	219 100	343 250	490	43 221	955 053
	Свободен пазар	158 954	0	0	0	6	0	158 960
юли 2020-юни 2021	Общо	3 288 210	4 280 000	3 468 800	5 167 990	8 362	384 852	16 598 214
	Регулиран пазар	1 097 350	4 280 000	3 434 112	5 116 310	8 260	384 852	14 320 884
	Свободен пазар	2 190 860	0	34 688	51 680	102	0	2 277 330

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

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

– АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 54,77 лв./MWh, без ДДС, при общо необходимими приходи от 831 696 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 186 584 MWh;

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

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, е в размер на 89,67 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 1 163 896 хил. лв. и енергия – 12 979 765 MWh.

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-8 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е разработило прогноза за следващия регулаторен период при следните предпоставки и условия:

– количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са по представените прогнози от крайните снабдители, в размер на 14 900 496 MWh;

- количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще изкупува от производители на електрическа енергия от ВИ, са съгласно предоставените от дружествата прогнози;
- количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство са по предоставените от крайните снабдители прогнози;
- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 5 500 000 MWh, като е увеличено почти два пъти спрямо Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР. Увеличените количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за регулирания пазар следва да компенсират евентуалното невключване на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;
- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са предвидени, предвид ограниченията съгласно условията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ;
- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са изчислени при 82,5% използваемост на разполагаемата мощност, като разполагаемата мощност е съгласно търговския план за 2020 г. при използваемост за целия текущ регулаторен период съгласно определените количества в Решение Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР от 65%;
- количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са при 85,6% използваемост на разполагаемата мощност;
- компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществения доставчик за регулирания пазар.

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

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

- 14 320 883 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;
- 2 277 330 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар, като разликата между по-високите от пазарните цени (по които НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ) и прогнозната пазарна цена се компенсира с плащания от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ.

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

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

Разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД, са изчислени въз основа на елементите, заложили 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 2018 г. и 2019 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно доклад с вх. № Е-Дк-423 от 22.05.2020 г

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

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Надценката е изчислена в размер на 3,99 лв./MWh.

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

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

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

Прогнозните пазарни цени на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници и на производителите с високоефективно комбинирано

производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно раздел IIIa. от НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност на производителите, идентичен подход е използван при определянето на прогнозната пазарна цена на тези със сключени СИЕ, като е използван коефициент, съгласно отчетните данни и предложението на НЕК ЕАД по заявление с вх. № Е-13-01-8 от 31.03.2020 г.

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

V. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, приходите от която цена се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. – чл. 36б от ЗЕ.

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

- разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 21.05.2019 г.;

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

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

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

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

Приходите на фонда са оценени на 1 037 971 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Пълният размер на приходите от продажба на квоти емисии е оценен на 763 958 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (ЕЕХ) и трендът на повишение на цените на квотите.

Въз основа на прогнозата за следващия ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, приходите във фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 276 781 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

С Решение № Ц-11 от 01.04.2020 г. и Решение № Ц-14 от 01.05.2020 г., КЕВР е изменила определените с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано

производство на електрическа и топлинна енергия, в резултат на което разходите на ФСЕС за втората четвърт на 2020 г. са намалели с 21 425 хил. лв.

Отделно от горното следва да се отчете и изменението на преференциалните цени и премиите за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в резултат на прилагането на § 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г.). В изпълнение на § 2, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., КЕВР е утвърдила цена на природния газ за периода 05.08.2019 г. – 31.08.2019 г. с Решение № Ц-15 от 08.05.2020 г., съответно: за периода 01.09.2019 г. – 30.09.2019 г. с Решение № Ц-16 от 08.05.2020 г., за периода 01.10.2019 г. – 31.10.2019 г. с Решение № Ц-17 от 13.05.2020 г., за периода 01.11.2019 г. – 30.11.2019 г. с Решение № Ц-18 от 13.05.2020 г., за периода 01.12.2019 г. – 31.12.2019 г. с Решение № Ц-19 от 13.05.2020 г., за периода 01.01.2020 г. – 31.01.2020 г. с Решение № Ц-20 от 20.05.2020 г., за периода 01.02.2020 г. – 29.02.2020 г. с Решение № Ц-21 от 20.05.2020 г. и за периода 01.03.2020 г. – 31.03.2020 г. с Решение № Ц-22 от 20.05.2020 г. С тези решения и за съответните периоди КЕВР е утвърдила по-ниски цени на природния газ за лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, които следва да бъдат отчетени при определяне на размера на средствата, които Фондът по реда на § 2, ал. 16 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., ще прихване като разлика между размера на премиите за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, определени от КЕВР до влизането в сила и след влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г. В тази връзка дружествата в сектор „Топлоенергетика“ следва да възстановят на ФСЕС сума в прогнозен размер 25 485 хил. лв. Според анализ и оценка на приходите и разходите на фонда за 2019 г., както и на прогнозните такива до края на регулаторния период, извън горните спестени средства във фонда ще се натрупа допълнителен излишък от около 29 800 хил. лв., следователно общият обем на излишъка следва да се оцени в размер на 76 710 хил. лв.

Посочените средства, на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 следва да се използват за компенсиране на извършени от обществения доставчик допълнителни разходи през предходния регулаторен период, които са представени в следващата таблица:

Разпределение на натрупания излишък от средства във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		ХИЛ. ЛВ.
1.	Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото, наложено на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества за задоволяване на нуждите на регулирания пазар за периода 29.01.2020 г. – 30.06.2020 г.	59 973
2.	Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото, наложено на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия над квотата, определена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на до 600 000 MWh	3 168
3	Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото, наложено на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия над квотата, определена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на до 80 000 MWh	386
4.	Компенсация на обществения доставчик за разходи, свързани с постановени от КЕВР през предходния ценови период решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения	13 143
5.	Общо	76 670

Със Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. министърът на енергетиката налага на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД допълнително задължение за обслужване на обществото, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия за задоволяване на нуждите на регулирания пазар за периода 29.01.2020 г. – 30.06.2020 г. в размер до 1 981 420 MWh. Съгласно чл. 70, ал. 1 във връзка с ал. 4 от ЗЕ министърът на енергетиката може да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, като извършените от енергийните предприятия допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ. С горната заповед се гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар.

Разходите във връзка със Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката са претърпени от обществения доставчик през ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., поради което следва да бъдат остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3. от мотивите към Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР и възлизат на 268 086 хил. лв. В тази връзка НЕК ЕАД следва да бъде компенсирано от ФСЕС за разликата между горните разходи и приходите, които ще получи от продажбата на тази електрическа енергия на крайните снабдители, намалени с разходите за обществена доставка или в размер на до 97 030 хил. лв.

След допълнителен анализ на прогнозното потребление на регулирания пазар до края на настоящия регулаторен период и оценка на изпълнението на определената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР разполагаемост и количества на производителите по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ може да бъде направен извод, че на обществения доставчик ще са необходими 1 224 687 MWh електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. на министъра на енергетиката, следователно допълнителните разходи за ФСЕС ще бъдат в размер на 59 973 хил. лв.

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

Разпределение на средствата от приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		хил. лв.
1.	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноса по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	73 730
2.	Компенсация за предвидените облекчения по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници	16 445

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни ценови периоди, за които ФСЕС следва да компенсира НЕК ЕАД, са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик за предходния регулаторен период. По отношение на останалите разходи, предявени от обществения доставчик за възстановяване, след допълнителен анализ и проверка, в която да се установи техният реален размер, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани реално като тарифен дефицит, следва да се изготви дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи ценови периоди при спазване на принципите, 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.

Претендираните от НЕК ЕАД разходи от арбитражни и съдебни дела не са обосновани и не следва да бъдат признавани.

По-отношение на претендираната компенсация в размер на 13 054 хил. лв. във връзка с по-голямо натоварване на мощностите в ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2020 г., общественият доставчик е следвало да ограничи продажбите на свободен пазар след използване на утвърденото за компенсиране количество електрическа енергия от двете централи, въпреки това през месеците май и юни 2019 г. реализира на пазарите „Ден напред“ и „В рамките на деня“ 190 469 MWh и допълнителни 43 920 MWh по сключени двустранни договори. С оглед гарантиране на сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия, приоритет на обществения доставчик следва да бъде задоволяване на нуждите на регулирания пазар, в рамките на който той е основен доставчик. В тази връзка допълнителните количества от двете централи се дължат на реализирани сделки на свободния пазар и не следва да се компенсират.

Предвид горното, приходите на ФСЕС, които могат да се използват за намаляване на цената за задължения към обществото, са в размер на 947 796 хил. лв. (747 513 хил. лв. от търговете на квоти за емисии на парникови газове, които следва да се използват за намаляване на компонентите на цената за ВЕИ и ВЕКП и 200 283 хил. лв. от приходите по чл. 36е от ЗЕ, които следва да се използват за намаляване на компонентите на цената за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“).

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

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

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

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	ВЕЦ < 10 MW	678 433	106 011	90,95	44 307	1,33
1	ФОНД	519 987	82 550	90,95	35 257	1,06
2	НЕК	158 447	23 461	90,95	9 050	0,27
II	ВяЕЦ	1 313 551	240 625	83,45	131 009	3,92
1	ФОНД	1 283 526	235 531	83,45	128 421	3,84
2	НЕК	30 025	5 094	83,45	2 589	0,08
III	ФтЕЦ	1 240 879	604 413	94,96	486 579	14,56
1	ФОНД	1 083 139	532 108	94,96	429 253	12,85
2	НЕК	157 740	72 304	94,96	57 325	1,72
IV	Биомаса	292 392	98 962	90,01	72 644	2,17
1	ФОНД	253 751	82 207	90,01	59 367	1,78
2	НЕК	38 640	16 755	90,01	13 277	0,40
V	Общо ВЕИ	3 525 255	1 050 010	89,49	734 539	21,99
1	ФОНД	3 140 403	932 396	89,19	652 298	19,52
2	НЕК	384 852	117 615	91,91	82 241	2,46

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

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	ВЕКП	2 888 921	494 492	89,43	236 136	7,07
1	ФСЕС	2 880 559	492 620	89,43	235 012	7,03
2	НЕК ЕАД	8 362	1 871	89,43	1 124	0,03

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

Формиране на цена за задължения към обществото				
		Потребление на вътрешен пазар, MWh	Разходи за компенсиране, хил.лв.	Компонента от цената, лв./MWh
1	ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	33 410 094	260 083	7,78
1.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	33 410 094	384 778	11,52
1.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-	-
1.1.2.	НЕК ЕАД	33 410 094	384 778	11,52
1.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-124 696	-3,73
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	33 410 094	157 656	4,72
2.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	33 410 094	233 243	6,98
2.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-	-
2.1.2.	НЕК ЕАД	33 410 094	233 243	6,98
2.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-75 587	-2,26
3	ВЕИ	33 410 094	144 003	4,31
3.1.	Некомпенсирани разходи за ВЕИ	33 410 094	734 539	21,99
3.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	652 298	19,52
3.1.2.	НЕК ЕАД	33 410 094	82 241	2,46
3.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-590 536	-17,68
4	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 410 094	79 158	2,37
4.1.	Некомпенсирани разходи за централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 410 094	236 136	7,07
4.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	235 012	7,03
4.1.2.	НЕК ЕАД	33 410 094	1 124	0,03
4.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 410 094	-156 978	-4,70
5	ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО	33 410 094	640 900	19,18

Съгласно чл. 34, ал. 6 и чл. 35, ал. 5 от ЗЕ невъзстановяемите разходи и тези за задължения към обществото се разпределят по прозрачен начин между всички крайни клиенти, включително ползващите електрическа енергия от внос, присъединени към електроенергийната система, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи. Цената за задължения към обществото се изчислява върху цялото потребление на електрическа енергия в страната и съгласно чл. 35а от ЗЕ се заплаща от всички крайни клиенти, включително 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 снабдителите, а за клиентите на свободния пазар като добавка към договорената цена на електрическата енергия.

Въз основа на изложеното по-горе цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в

компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, е 19,18 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 4,31 лв./MWh.

Предвид гореизложеното следва да бъде утвърдена цена за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, в размер на 19,18 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 4,31 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 2,37 лв./MWh. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдителни, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

VI. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-27 от 31.03.2020 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-27 от 31.03.2020 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,53 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 2,79 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия, в размер на 5,79 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 12,49 лв./MWh, без ДДС.

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

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,41	0,53	29,27%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,12	2,79	31,60%
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	9,83	12,49	27,06%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,14	5,79	12,65%

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 30 400 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 14 880 хил. лв.;

1.1.3. Възвръщаемост – 609 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.1.4. Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР – 524 хил. лв.

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 31 659 350 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 13 651 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за студен резерв – 52 238 хил. лв.;

1.2.4. Разходи за резерв за услуги – 16 073 хил. лв.;

1.2.5. Възвръщаемост – 559 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.2.6. Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР – 5 725 хил. лв.

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВЯЕЦ – 2 850 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 1 229 хил. лв.;

1.3.3. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв – 8 760 хил. лв.;

1.3.4. Разходи за студен резерв – 4 702 хил. лв.;

1.3.5. Разходи за резерв за услуги – 1 447 хил. лв.;

1.3.6. Възвръщаемост – 50 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.3.7. Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР – 318 хил. лв.

1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

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

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 30 400 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 263 555 хил. лв., в т.ч.:

– разходи за заплати (възнаграждения) – 82 760 хил. лв.;

– разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 45 061 хил. лв.;

– разходи за амортизации – 70 375 хил. лв.;

– разходи за ремонт и поддръжка – 22 576 хил. лв.;

– разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 42 784 хил. лв.;

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 81 528 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по цената, по която ЕСО ЕАД закупува електрическа енергия от платформата „Централизиран пазар за двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД;

1.4.4. Регулаторна база на активите – 2 035 474 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (НОК) в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 34 338 хил. лв.;

1.4.5. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.4.6. Приходи от реактивна енергия – 12 000 хил. лв.;

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

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

1.4.9. Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени от КЕВР с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. – 12 564 хил. лв.

2. Ценообразуващи елементи

2.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

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

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 30 400 000 MWh на 32 675 744 MWh, като са взети предвид данните за предходната година и е отчетена тенденцията за намаляване на потреблението от началото на годината.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 14 880 хил. лв. на 14 028 хил. лв., тъй като разходите за ремонт и поддръжка, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, пощенски разходи, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, командировки, делегации, съвещания, международни прояви, представителни цели, членски внос в ENTSO-E, разходи за единна европейска тръжна платформа ЈАО и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 12 110 хил. лв.

Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, не е включен в цената за достъп, тъй като в НРЦЕЕ е предвидена възможност за корекция с надвзет/недовзет приход единствено в случай, че постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, се различава от прогнозната такава.

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	14 880	14 028
2	Възвръщаемост	хил.лв.	609	589
3	Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР	хил.лв.	524	-
4	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	16 013	14 617
5	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 400 000	32 675 744
6	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС	лв./MWh	0,53	0,45

2.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

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

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 31 659 350 MWh на 36 490 559 MWh, като са взети предвид данните за предходния ценови период и е отчетена тенденцията за намаление на потреблението от началото на годината, както и износът на електрическа енергия от страната. В тази връзка общото количество произведена електрическа енергия в страната е определено в размер на 39 410 094 MWh.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 14 880 хил. лв. на 14 028 хил. лв., тъй като разходите за ремонт и поддръжка, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, пощенски разходи, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, командировки, делегации, съвещания, международни прояви, представителни цели, членски внос в ENTSO-E, разходи за единна европейска тръжна платформа JAO и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 12 110 хил. лв.

Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, не е включен в цената за достъп, тъй като в НРЦЕЕ е предвидена възможност за корекция с надвзет/недовзет приход единствено в случай, че постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, се различава от прогнозната такава.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., са отчетени параметрите на Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за студен резерв през настоящия ценови период. Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	2	3	4
1	Разходи за студен резерв	хил. лв.	56 940
2	Разходи за резерв за услуги	хил. лв.	17 520
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	14 028
4	Възвръщаемост	хил. лв.	589
5	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	89 077
6	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	39 410 094

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

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

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

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	88 245	82 478

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

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

Съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора на електропреносната мрежа, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за 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 по т. 2.1. и т. 2.2. не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

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

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

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 2 850 000 MWh на 2 919 535 MWh, като са взети предвид данните за предходния ценови период и е отчетена тенденцията за увеличение на произведената електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия от началото на годината спрямо същия период на 2019 г.

При формиране на необходимите приходи от цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация е отчетен и делът на тези производители в разходите, формиращи цената по т. 2.2.

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

Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, не е включен в цената за достъп, тъй

като в НРЦЕЕ е предвидена възможност за корекция с надвзет/недовзет приход единствено в случай, че постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, се различава от прогнозната такава.

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

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв	хил. лв.	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената по т.2.2.	хил. лв.	6 599
3	Възвръщаемост	хил. лв.	58
4	Необходими приходи	хил. лв.	15 417
5	Прогнозни количества	MWh	2 919 535
6	Цена за достъп	лв./MWh	5,28

2.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 30 400 000 MWh на 32 675 744 MWh, във връзка с изложеното в т. 2.1.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 263 555 хил. лв. на 251 591 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, пощенски разходи, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, безплатна храна, охрана на труда, командировки, други външни услуги, обучение и квалификация и разходите за достъп през чужди съоръжения са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели, както и тези за делегации, стипендии и такси на БНЕБ ЕАД са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен на 34 469 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

РБА на ЕСО ЕАД, като 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 1 430 842 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 92,74 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, не е включен в цената за пренос, тъй като в НРЦЕЕ е предвидена възможност за корекция с надвзет/недовзет приход единствено в случай, че постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, се различава от прогнозната такава.

Предложената от дружеството стойност на корекцията по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 15 111 хил. лв. е коригирана на 12 350 хил. лв., като са взети предвид постигнатите цени за месеците март и април и прогнозата за месеците май и юни на платформите на БНЕБ ЕАД.

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

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	263 555	251 591
2	Възвръщаемост	хил. лв.	61 064	42 925
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	81 528	82 188
4	Компенсация за постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период	хил. лв.	15 111	12 350
5	Недовзет приход от по-ниски реализирани количества в сравнение с количествата, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР	хил. лв.	12 564	-
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-12 000	-12 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-42 000	-42 000
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	379 822	335 055
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	30 400 000	32 675 744
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	12,49	10,25

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,45 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 14 617 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 675 744 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,26 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходимими годишни приходи 82 478 хил. лв. и количества електрическа енергия 36 490 559 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,28 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 15 417 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна

енергия в размер на 2 919 535 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 10,25 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 335 055 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 675 744 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-46 от 31.03.2020 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г. от „Електроразпределение Север“ АД. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, в качеството си на оператор на електроразпределителна мрежа, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД е постъпило писмо с вх. № Е-13-09-16 от 21.04.2020 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

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

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ КЕВР следва да направи анализ, въз основа на който да измени цените и необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества за третата година от петия регулаторен период.

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

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

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

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.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията може да измени утвърдените цени и необходими годишни приходи в края на всяка ценова година в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цени, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за

дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за прогнозни и отчетени количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

След анализ на данните, относими към корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, следва да бъде приложен общ подход, а именно:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I. по-горе, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г.;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 4 и ал. 7 при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението, с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции и с фактора Z.

1.1. Корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 3,1% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2019 г.

1.2. Корекция с показатели за качество

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като въз основа на представените от електроразпределителните дружества данни за показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими.

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

На основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за втората година от петия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2019 г., представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

1.4. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, както и тази, постъпила в Комисията с писма от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-62-49 от 15.04.2020 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-50 от 22.04.2020 г., от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-37 от 21.04.2020 г. и от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 г., на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за третата година на петия регулаторен период

2.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01002 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03426 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00577 лв./kWh,

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,01002	0,01123	+12,08%
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03426	0,03745	+9,31%
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00577	0,00645	+11,79%
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01989	0,02088	+4,98%

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

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

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 124 068 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 112 143 хил. лв.;
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 444 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 61 734 хил. лв.;
- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 99 341 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,01%;
- Разходи за балансиране – 1 458 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 53 028 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период в размер на 39 205 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 643 580 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период 587 722 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, при утвърдена за петия регулаторен период 6,67%;
- Корекция с фактора Z – (плюс) 4 798 хил. лв., при стойност на компонентата P_{t-2} – (минус) 2 498 хил. лв.;
- Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (плюс) 1 267 хил. лв.;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 9 301 046 MWh.

2.1.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2019 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;
- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;
- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 26 742 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 476 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) 1 625 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

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

Потч. – отчетени приходи в размер на 326 246 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-62-49 от 15.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

$\text{Е}_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 482 117 хил. kWh;

$\text{Е}_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 385 926 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-62-49 от 15.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

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

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

$\text{Ц}_{\text{тр}1.}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 124,46 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с писмо с вх. № Е-13-62-50 от 15.04.2020 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД, за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

Р_{t-2} – (минус) 2 680 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците май и юни 2019 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 304 987 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 312 129 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до

30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени със заявление с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г.;

Е_{прог.} – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 385 736 хил. kWh;

Е_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 570 415 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени със заявление с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г.;

Т_{р_{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 125,21 лв./MWh;

Ц_{пр.}¹ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 142,50 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с писма с вх. № Е-13-62-10 от 29.01.2019 г. и вх. № Е-13-62-56 от 13.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени със заявление с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-62-50 от 15.04.2020 г.;

Р_{t-2} – (плюс) 701 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2019 г., в размер на (минус) -57 хил. лв. Към отчетените разходи за амортизации на извършените инвестиции за 2019 г. са прибавени допълнителни амортизации в общ размер от 2 860 хил. лв., които отразяват създадени през 2019 г. активи, с инвестиционен разход от 2017 г. в размер на 15 782 хил. лв. и от инвестиции през 2018 г. на стойност 19 840 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

		2018 г. (И1)	2019 г. (И2)	2020 г. (И3)
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо	94 736	110 702	73 705
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	10 735	12 945	8 254
3	Нетна амортизация, Ап	6 690	12 304	5 801
4	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3)	77 311	85 453	59 651
5	Среден номинален размер на инвестициите	117 094		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	119 431		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на p.3	12 694		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	12 594		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(p.5-p.6) \cdot 6,67\% + (p.7-p.8)$	-56		

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

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	112 143
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	101 792
3	Разходи за амортизации	61 734
4	Регулаторна база на активите	588 054
4.1.	Призната балансова стойност на активите	441 881
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	119 431
4.3.	Необходим оборотен капитал	26 724
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (p.4*p.5)	39 223
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	3 476
8	Корекция с фактор Z	- 1 625
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	- 56
10	Необходими годишни приходи (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	316 687
11	Количество електрическа енергия за разпределение	9 301 046

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

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00974 лв./kWh,
 - цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03329 лв./kWh,
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00568 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от петия регулаторен период – 316 687 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 301 046 MWh.

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-46 от 31.03.2020 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00950 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03576 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00599 лв./kWh.

2.2.1. Анализ и оценка на предоставената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

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

„Електроразпределение Юг“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00950	0,00919	-3,26%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03576	0,03082	-13,81%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00599	0,01917*	+220,03%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01981	0,01917	-3,23%

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за третата година от петия регулаторен период са, както следва:

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 112 500 хил. лв., които представляват актуализираните с инфлационен индекс за 2018 г. и 2019 г. утвърдени такива разходи за петия регулаторен период в размер на 106 145 хил. лв.;

- Разходите за амортизации, стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал и нормата на възвръщаемост са на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР;

- Разходи за балансиране – 1,80 лв./MWh;

- Корекция с фактора Z – (минус) 5 443 хил. лв., при стойност на компонентата P_{t-2} – (минус) 1 346 хил. лв.;

- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г. – 62 хил. лв.

Дружеството предлага цената за достъп на битови клиенти да се начислява по същия начин както цената за достъп на небитови клиенти, т.е да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия, а да представлява постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е анализирано предоставената мощност на битовите клиенти, като се е съобразило с тяхната консумация през базовата 2019 г. въз основа, на която е изчислило предоставената мощност.

2.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2019 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г.;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 25 387 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 383 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) 3 085 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{\text{утв.}}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 307 106 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$ – отчетени приходи в размер на 309 426 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-46 от 31.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-262-50 от 22.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

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

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 640 742 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-46 от 31.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-262-50 от 22.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

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

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

$C_{\text{тр.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в

размер на 124,46 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с писмо с вх. № Е-13-262-51 от 22.04.2020 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД, за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

P_{t-2} – (минус) 1 346 хил. лв.

Не е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2019 г., в размер на 62 хил. лв. Следва да се има предвид, че регулаторът утвърждава размер на инвестициите за регулаторния период, които електроразпределителните дружества следва да изпълнят, като корекциите, предвидени в НРЦЕЕ, имат за цел да възстановят на клиентите надвзетите от дружествата суми при евентуално неизпълнение на предвидената инвестиционна програма. Те представляват стимул за оптимално и точно планиране на инвестиционните дейности от операторите на разпределителни мрежи и не следва да се разглеждат като инструмент за допълнителни приходи през следващ ценови период от регулаторния такъв. Положителната корекция в случая дори не се дължи на постигнат по-голям обем нетни инвестиции, а на промяна в структурата на инвестиционната програма и пренасочване на средства към активи с по-кратък амортизационен срок.

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. Към настоящия момент Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Такава съществена промяна би могла да се извърши в началото на нов регулаторен период.

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

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи	109 117
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	93 977
3	Разходи за амортизации	56 359
4	Регулаторна база на активите	630 461
4.1.	Призната балансова стойност на активите	509 140
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	95 934
4.3.	Необходим оборотен капитал	25 387
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост ($p.4 * p.5$)	42 052
7	Корекция с фактор Z	- 3 085
8	Корекция с инфлационен индекс (И)	3 383
9	Необходими годишни приходи ($p.1 + p.2 + p.3 + p.6 + p.7 + p.8$)	301 803
10	Количество електрическа енергия за разпределение	8 586 990

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

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00910 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03547 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01977 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00529 лв./kWh,

необходимими годишни приходи за третата ценова година от петия регулаторен период – 301 803 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh.

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01274 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03478 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00896 лв./kWh.

2.3.1. Анализ и оценка на предоставената от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

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

„Електроразпределение Север“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01274	0,01309	+2,75%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03478	0,03574	+2,76%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00896	0,00921	+2,79%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	-	0.01935	-

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

– Предложените стойности на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, разходите за амортизации, стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК и нормата на възвръщаемост са на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР;

- Корекция с инфлационен индекс – 2 628 хил. лв.;
- Корекция с фактора Z – (плюс) 1 876 хил. лв.;
- Корекция във връзка с отклонение на ППЦ, съгласно чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ – (минус) -818 хил. лв.;
- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г. – (минус) - 7 хил. лв.

„Електроразпределение Север“ АД предлага Комисията да утвърди цената за достъп за небитови клиенти да се определя на база предоставената мощност, вместо на база потребените количества електрическа енергия, както е към настоящия момент. Дружеството счита, че този начин на ценообразуване отразява както възможността във всеки един момент клиентите да ползват предоставената им мощност, така и задължението на дружеството да осигурява същата без оглед на потенциалните искания от други клиенти. Допълнителен аргумент според „Електроразпределение Север“ АД представлява и фактът, че на останалата територия в страната се прилага именно този начин на образуване на цената за достъп за небитовите клиенти от няколко години, като по този начин ще се постигне и равнопоставеност за всички небитови клиенти в условията на ползване на разпределителните мрежи.

3.3.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2019 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г.;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 19 068 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 2 628 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -1 980 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Е}_{\text{прог.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} * \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Е}_{\text{отч.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} * \text{Ц}_{\text{тр1.}} \right)_{t-1} \pm \text{Р}_{t-2}$$

където:

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

Потч. – отчетени приходи в размер на 208 247 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-273-37 от 21.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

Епрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

Еотч. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 460 130 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-273-37 от 21.04.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

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

Ц_{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 „Електроразпределение Север“ АД с писмо с вх. № Е-13-273-38 от 21.04.2020 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД, за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

P_{t-2} – (минус) -1 694 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. (*Z_{t-1}*), определен на база на отчетни данни за периода и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците май и юни 2019 г. Изчисленията на *Z_{t-1}* са извършени по горната формула, където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 195 997 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 210 692 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени със заявление с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г.;

Епрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

Еотч. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 835 948 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени със заявление с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г.;

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

Ц_{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 125,21 лв./MWh;

C_{mp}^1 – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 137,72 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Север“ АД с писма с вх. № Е-13-273-6 от 28.01.2019 г. и вх. № Е-13-273-35 от 14.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени със заявление с вх. № Е-13-273-32 от 30.03.2020 г. и писмо с вх. № Е-13-273-38 от 21.04.2020 г.

P_{t-2} – (минус) -500 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) -7 хил. лв.

По отношение на предложението на дружеството цената за достъп за небитови клиенти да се определи на база предоставената мощност следва да бъде отчетен фактът, че по такъв начин се формира цената за достъп на небитовите клиенти, присъединени към мрежите на другите две големи електроразпределителни дружества – „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, поради което с оглед равнопоставеност между всички небитови клиенти на територията на страната този подход може да се приложи и към цената за достъп за небитовите клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД.

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

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	84 766
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	67 776
3	Разходи за амортизации	40 282
4	Регулаторна база на активите	263 147
4.1.	Призната балансова стойност на активите	188 024
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	56 056
4.3.	Необходим оборотен капитал	19 068
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост ($p.4 * p.5$)	17 552
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	2 628
8	Корекция с фактор Z	- 1 980
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	- 7
10	Необходими годишни приходи ($p.1 + p.2 + p.3 + p.6 + p.7 + p.8 + p.9$)	211 017
11	Количество електрическа енергия за разпределение	5 445 000

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01278 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03502 лв./kWh;

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02053 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00890 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от петия регулаторен период – 211 017 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

2.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00644 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03125 лв./kWh.

2.4.1. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия до/през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2020 г. В тази връзка е приложена разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-16 от 21.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за третата ценова година от петия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2019 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г.;

- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 273 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни

оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 56 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 558 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 2 734 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 1 989 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 г. и вх. № Е-13-09-20 от 21.05.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г., както и прогноза за месеците май и юни 2020 г.;

$\text{Е}_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 72 516 хил. kWh;

$\text{Е}_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 52 769 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 г. и вх. № Е-13-09-20 от 21.05.2020 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г., както и прогноза за месеците май и юни 2020 г.;

$\text{ТР}_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

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

$\text{Ц}_{\text{тр.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 124,46 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с писмо с вх. № Е-13-09-15 от 21.04.2020 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „ден напред“, за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

Р_{t-2} – (минус) -57 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците май и юни 2019 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 2 752 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 2 895 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 г.;

$\text{Е}_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 69 170 хил. kWh;

$\text{Е}_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 72 772 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо

с вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 21.04.2020 г.;

$TP_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

$C_{\text{пр.}}$ – 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 125,21 лв./MWh;

$C_{\text{пр.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 131,82 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с писмо с изх. № РД-01-42 от 25.01.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-09-21 от 15.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени с писмо с вх. № Е-13-09-15 от 21.04.2020 г.;

P_{t-2} – (минус) -46 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2019 г., в размер на (минус) -26 хил. лв.

		2018 г. (I_1)	2019 г. (I_2)	2020 г. (I_3)
		отчет	отчет	прогноза
1	Инвестиции – общо	277	208	217
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	83	0	148
3	Нетна амортизация, A_n	5	23	48
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	189	185	8
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$	251		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	335		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A_1 + 1,5 * A_2 + 0,5 * A_3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	24		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	44		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%+(р.7-р.8)	-26		

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

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	1 797
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	384
3	Разходи за амортизации	413
4	Регулаторна база на активите	2 212
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 604
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	335
4.3.	Необходим оборотен капитал	273
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	148
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	56
8	Корекция с фактор Z	558
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	- 26
10	Необходимите годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)	3 329
11	Количество електрическа енергия за разпределение	57 904

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

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – **0,01349 лв./kWh;**
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,04401 лв./kWh,**
- необходимите годишни приходи за третата ценова година от петия регулаторен период – 3 329 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 57 904 MWh.**

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-16 от 31.03.2020 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2020 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-25 от 31.03.2020 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, в качеството си на краен снабдител, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови, респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е постъпило писмо с вх. № Е-13-77-6 от 16.04.2020 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

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

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен единен подход, както следва:

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

1.2. Необходимите годишни приходи на крайните снабдители за ценовия период отразяват прогнозните разходи за покупка на електрическа енергия за снабдяване на крайните клиенти, изчислени на основата на годишната прогноза за потребление за

клиентите, присъединени към съответната мрежа на ниско напрежение и среднопретеглена цена за енергия. Среднопретеглената цена за покупка на електрическа енергия е формирана на база индивидуалните прогнозни количества и цената за закупуване на електрическа енергия от обществения доставчик, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

1.3. В цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Към настоящия момент в нормативната уредба липсва ясно регламентиран механизъм за първоначално набиране и подsigуряване на средства за обезпечаване на тези разходи, като финансирането би могло да се осъществи чрез много различни инструменти или комбинация от тях (в т.ч. безвъзмездна финансова помощ, нисколихвени и държавно гарантирани заеми, други финансови стимули за привличане на инвестиции от частния сектор, европейски фондове и програми и т.н.). Въвеждането на такъв механизъм от страна на КЕВР чрез цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ не е възможно, не само поради липса на основания за това, но и поради факта, че разпределението на индивидуални цели за енергийни спестявания обхваща освен предприятия от сектор „Електроенергетика“ и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Това, в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания, ще доведе до ситуация крайните клиенти на електрическа енергия да финансират разходи по изпълнени мерки за енергийна ефективност в други сектори и на практика е възможно да доведе до чувствително и напълно необосновано увеличение на цената за задължения към обществото.

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

2. Цени и необходими годишни приходи на електроснабдителните дружества за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-16 от 31.03.2020 г., изменено с писмо с вх. № Е-13-47-16 от 20.05.2020 г., „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

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

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

„ЧЕЗ Електро България“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,18413	0,14200	-22,88%
- Дневна	0,11807	0,13260	12,31%
- Нощна	0,07823	0,09627	23,06%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14947	0,13745	-8,04%
- Нощна	0,07823	0,09627	23,06%
3. Една скала	0,14947	0,12138	-18,79%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13538	0,13738	1,48%
- Нощна	0,05676	0,09623	69,54%
2. Една скала	0,13538	0,12132	-10,39%

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

- Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени на обществения доставчик;
- Разходи за балансиране на стойност 16 312 хил. лв.;
- Възвръщаемост на регулаторната база – 5 484 хил. лв.;
- Компонента за дейността – 45 534 хил. лв.;
- Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 3 633 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 1 282 хил. лв. и некомпенсирани разходи за небаланси – 25 200 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 767 597 MWh.

С писмо с вх. № Е-13-47-16 от 20.05.2020 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило промени в представената със заявлението прогнозна информация, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,18413	0,15584	-15,36%
- Дневна	0,11807	0,14522	22,99%
- Нощна	0,07823	0,10545	34,79%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14947	0,15054	0,72%

„ЧЕЗ Електро България“ АД			
- Нощна	0,07823	0,10545	34,79%
3. Една скала	0,14947	0,13296	-11,05%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13538	0,13446	-0,68%
- Нощна	0,05676	0,09419	65,94%
2. Една скала	0,13538	0,11880	-12,25%

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

- Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени на обществения доставчик;
- Разходи за балансиране на стойност 19 040 хил. лв.;
- Възвръщаемост на регулаторната база – 6 345 хил. лв.;
- Компонента за дейността – 49 122 хил. лв.;
- Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 3 633 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 1 282 хил. лв. и некомпенсирани разходи за небаланси – 26 779 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 5 666 616 MWh.

2.1.2 Ценообразуващи елементи

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

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

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18376
- Дневна	0,11773
- Нощна	0,07786
2. Две скали	

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.
	лв./kWh
в т.ч. - Дневна	0,14921
- Нощна	0,07786
3. Една скала	0,14921
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13514
- Нощна	0,05688
2. Една скала	0,13514

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,20 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 645 953 хил. лв.

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

- 1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01070 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03329 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:**
 - за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,
 - за битови клиенти – 0,00568 лв./kWh.

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2020 г., изменено с писмо с вх. № Е-13-47-25 от 22.05.2020 г., „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

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

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2020 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,17573	0,17574	0,01%
- Дневна	0,11571	0,11572	0,01%
- Нощна	0,06988	0,06988	0,00%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13694	0,13695	0,01%
- Нощна	0,06988	0,06988	0,00%
3. Една скала	0,13694	0,13695	0,01%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13333	0,13334	0,01%
- Нощна	0,05331	0,05331	0,00%
2. Една скала	0,13333	0,13334	0,01%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. в размер на 5 379 611 MWh;
- Използвана е утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти;
- Разходи за балансиране в размер на 14 256 хил. лв.;
- Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ в размер на 15 495 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-13-47-25 от 22.05.2020 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило изменения в представената със заявлението прогнозна информация, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,17573	0,18103	3,02%
- Дневна	0,11571	0,11936	3,15%
- Нощна	0,06988	0,07196	2,98%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13694	0,14114	3,07%
- Нощна	0,06988	0,07196	2,98%
3. Една скала	0,13694	0,14114	3,07%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13333	0,13471	1,04%
- Нощна	0,05331	0,05584	4,75%
2. Една скала	0,13333	0,13471	1,04%

Предложените нови стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. в размер на 5 428 738 MWh;
- Използвана е утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти;
- Разходи за балансиране в размер на 14 256 хил. лв.;
- Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ в размер на 15 495 хил. лв.

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

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

- искане за въвеждане на инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания, произтичащи от задължението на Република България, поето като национална цел за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания в първичното и в крайното енергийно потребление до 31 декември 2020 г. в изпълнение на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО (ОВ, L 315/1 от 14 ноември 2012 г.) и на Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите (в случай, че до началото на ценовия период 01.07.2020 г. няма промяна в избора от държавата начин за изпълнение на националната кумулативна цел по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС), или алтернативно:

- искане на база на реализирани мерки за енергийна ефективност и необходимите за тях средства за включване в необходимите приходи на дружеството на сумата от 70 694 694,22 лв., необходими за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност. Искането е обосновано с аргумента, че при инвестиция от 9 832 лв. и доказани нови кумулативни енергийни спестявания в размер на 9,32 MWh/г., цената на спестен мегават час енергия е 1 054,94 лв./MWh. Съгласно публикуван от АУЕР проект на поименен списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2020 г., на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е определена цел в размер на 67,013 GWh. При запазване на досегашната политика, изискваща от задължените лица да финансират мерки при крайните клиенти, изразяващи се в подмяна на дограма, подмяна на електроуреди, саниране и т.н., то на дружеството ще е необходима сумата от 70 694 694,22 лв., за да може да финансира мерки, с които да изпълни определената му за 2020 г. цел.

2.2.2 Ценообразуващи елементи

В съответствие с изложеното в т. 1.3. от общия подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Следва да се има предвид, че към настоящия момент не са приети всички подзаконовни нормативни актове по прилагане на ЗЕЕ, включително и методика по чл. 7, ал. 1, т. 12. от ЗЕЕ за оценка на размера на вноските от задължените лица по чл. 14, ал. 4 във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели. Поради тези

обстоятелства не е възможно да се 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 ценовото предложение на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

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

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,20 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 618 837 хил. лв.

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

- 1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01070 лв./kWh,**

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03547 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

- за небитови клиенти – 0,01977 лв./kW/ден,
- за битови клиенти – 0,00529 лв./kWh.

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-25 от 31.03.2020 г., изменено с писмо с вх. № Е-13-47-25 от 19.05.2020 г., „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

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

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2020 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,18873	0,18946	0,39%
- Дневна	0,12797	0,12846	0,38%
- Нощна	0,07313	0,07341	0,38%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,15076	0,15134	0,38%
- Нощна	0,07313	0,07341	0,38%
3. Една скала	0,15076	0,15134	0,38%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14184	0,14239	0,39%
- Нощна	0,05442	0,05463	0,39%
2. Една скала	0,14184	0,14239	0,39%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител и цената за задължения към обществото;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 5 от НРЦЕЕ – 18 995 хил. лв.;

– Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 3 026 000 MWh;

– Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 4 475 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 487 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-13-47-25 от 19.05.2020 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е заявило променени прогнозни количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти в размер на 3 170 920 MWh.

2.3.2. Ценообразуващи елементи

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

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18752
- Дневна	0,12733
- Нощна	0,07249
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14995
- Нощна	0,07249
3. Една скала	0,14995
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13729
- Нощна	0,05379
2. Една скала	0,13729

при следните ценообразуващи елементи:

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

– необходимими годишни приходи – 361 462 хил. лв.

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

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01070 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03502 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– за небитови клиенти – 0,02053 лв./kW/ден,

– за битови клиенти – 0,00890 лв./kWh.

2.4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

2.4.1 „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическа енергия, считано от 01.07.2020 г.

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

2.4.2. Ценообразуващи елементи

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

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

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2020 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,19265
- Дневна	0,10465
- Нощна	0,05175
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13098
- Нощна	0,05175
3. Една скала	0,13098
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13793
- Нощна	0,05130
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 6,20 лв./MWh;
- необходимите годишни приходи – 4 950 хил. лв.

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

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01070 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01349 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04401 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2020 г. <i>(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)</i>	
„ЧЕЗ Електро България“ АД	-0,45%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	0,15%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	-1,69%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	12,04%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	-0,55%

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