



X

вх. №

X

За гл. секретар за включване в заседание  
(съгласно Заповед № 408/12.05.2026 г.)

**ДО**  
**Г-Н ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ**  
**ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КЕВР**

**ДОКЛАД**

от

дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и  
дирекция „Правна“

**Относно:** *утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонента от цената на крайния снабдител 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, определя базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, както и определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти. В тази връзка, по силата на чл. 30а, ал. 1 и чл. 30б, ал. 1 от ЗЕ, КЕВР определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти чрез универсална услуга, както и определя базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която е част от цената, която битовият краен клиент заплаща за съответния регулаторен период.

По силата на чл. 30, ал. 1, т. 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл.

34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсиране на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

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

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

Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност от 500 kW и над 500 kW премии, като разлика между определената преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта до влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) и ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.), и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник – § 68, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

По силата на чл. 36б, ал. 1, т. 1-2 и т. 5-6 от ЗЕ Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) управлява средствата за покриване на: разходите, извършени от енергийно предприятие в качеството му на обществен доставчик за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори и по преференциални цени, както и тези, произтичащи от задължението му за изкупуване на електрическа енергия в качеството му на търговец на електрическа енергия; разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ; разходите за предоставяне на компенсации чрез крайния снабдител, покриващи част от разходите за електрическа енергия на битовите крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение; разходите, извършени от крайните снабдители по чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от ВЕКП и от ВИ, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Според чл. 21, ал. 1, т. 8г 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 електроразпределителни 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. 8г от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

## I. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА РЕГУЛАТОРНИЯ/ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от ВЕКП и от ВИ, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за ВЕКП на 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 електроразпределителни мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8г 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 фючърските и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърски сделки на европейска борса.

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 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. На пазарен сегмент „Двустранни договори“, механизъм „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. На механизъм „Търгове – краен снабдител“, част от пазарен сегмент „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, са проведени три търга с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но сключените сделки са за нестандартни продукти – такива с отклонения, чиито специфики не позволяват постигнатите цени да се използват при извършване на анализа относно прогнозната пазарна цена за базов товар.

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

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси).

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>1</sup> (European Energy Exchange), които, независимо от недостатъчната си ликвидност, при пресмятане на стойностите от платформата са взети предвид, тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа.

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите, относими за ценовия период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.

	Период	Цена (евро/MWh) <sup>2</sup>
1	Q3 2026	122,25
2	Q4 2026	137,15
<b>I</b>	<b>H2 2026</b>	<b>129,70</b>

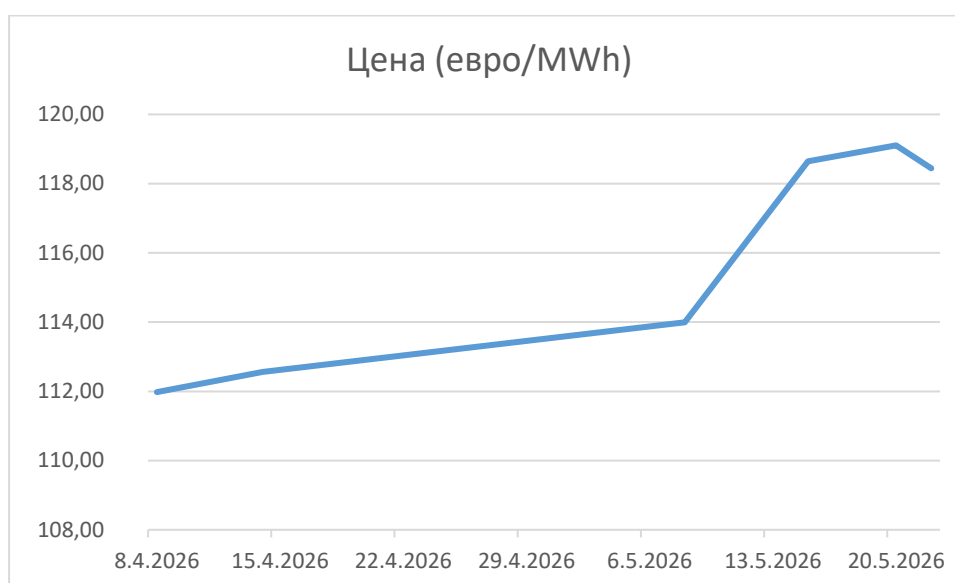
<sup>1</sup> <http://www.eex.com>

<sup>2</sup> Данните са към 22.05.2026 г.

	Период	Цена (евро/MWh) <sup>2</sup>
1	Q1 2027	130,71
2	Q2 2027	83,64
<b>II</b>	<b>HI 2027</b>	<b>107,18</b>
<b>III</b>	<b>Средна цена за периода</b>	<b>118,44</b>

Основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните, борси е геополитическата обстановка, в т.ч. основно военният конфликт в Персийския залив, която оказва натиск върху цената на петрола и природния газ на световния пазар и от там на европейските борси.

Цените на фючърсите, относими към следващия ценови период, са били на нива от около 105 – 109 евро/MWh до 28.02.2026 г., когато са започнали военните действия в Иран. Впоследствие, с повишаване на цената на природния газ след затваряне на Ормузкия проток, отбелязват ръст, който продължава и през м. април и м. май 2026 г.



Корелацията между цената на природния газ и цената на електрическата енергия е основен двигател на горната динамика. Това се обуславя от факта, че основно газови централи определят клиринговата цена на европейските борсови пазари. Това обстоятелство, обаче, е променено през 2026 г. за регионалния пазар на Югоизточна Европа, като може би ще е валидно само за зимните месеци, при липса на соларна енергия, поради което влиянието му не може да бъде изключено напълно.

През останалото време, поради наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от соларни централи, чиято инсталирана мощност само в България към 15.05.2026 г. достига 6 643 MW (ръст от 540 MW спрямо 31.12.2025 г. или с близо 9% за първите 5 месеца на годината), както и наличието на 3432 MW съоръжения за съхранение на електрическа енергия (при 1 382 MW към края на 2025 г. или ръст с близо 150%, които към края на 2026 г. се очаква да нараснат до над 5 000 MW), регионалният пазар на практика се пренареди. Насищането на системата с батерии ѝ придава гъвкавост, което ограничава ролята на маневрените газови мощности, които определят пиковите цени в региона, съответно решаващото влияние на цената на природния газ върху тази на електрическата енергия. Както е отбелязано по-горе, обаче, това влияние не следва да се игнорира напълно, а да се намали тежестта му, като също така се отчете и обстоятелството, че и след отваряне на Ормузкия проток ще бъде необходим период между 6 месеца и 1 година за пълно възстановяване на пазара.

При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период следва да бъдат отчетени както горните аргументи, така и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, дължаща се на големия приток на нови инвестиции в соларни проекти и съоръжения за съхранение на електрическа енергия, като се предвиди допълнително отклонение на цената в посока надолу в размер на около 4%, отразяващо осреднената стойност на фючърсите за периода, обхващащ последните 2 месеца. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. е около 114,11 евро/MWh.

**Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. следва да се определи в размер на 114,11 евро/MWh.**

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от групите, съответно: 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 данни от системата за управление на пазара (MMS), оперирана от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), за периода 01.01.2025 г. – 31.12.2025 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, 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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за календарната 2025 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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2025 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2025 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна 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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	103,14 евро/MWh
2	Постигнатата среднопретеглена цена	108,24 евро/MWh
3	Групов коефициент $K_t$ (p.2/p.1)	1,04950
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.	114,11 евро/MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>119,76 евро/MWh</b>

## 2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД, „Електроразпределение Север“ АД и „Електроразпределение Златни Пясъци“ 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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	103,14 евро/MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	110,63 евро/MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,07263
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.	114,11 евро/MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>122,40 евро/MWh</b>

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

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

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	103,14 евро/MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	110,39 евро/MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,07033
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.	114,11 евро/MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>122,14 евро/MWh</b>

## 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“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „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, „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар), чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	103,14 евро/MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	63,53 евро/MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,61597
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.	114,11 евро/MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>70,29 евро/MWh</b>

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

Извършена е симулация на участието на „МЕТ Суворово Уинд Парк“ ЕООД (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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	103,14 евро/MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	104,54 евро/MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	1,01357
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.	114,11 евро/MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>115,66 евро/MWh</b>

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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	103,14 евро/MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	118,21 евро/MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,14614
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.	114,11 евро/MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>130,79 евро/MWh</b>

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

След преглед на предоставените от независимия преносен оператор данни за периода 01.01.2025 г. – 31.12.2025 г. за почасовите графици на производителите на електрическа енергия от биомаса се установи, че в тази група не са налице участници, преки членове на балансираща група, за които независимият преносен оператор е валидирал графици за повече от 270 дни през предходната календарна година. В този случай е приложима разпоредбата на чл. 37б, ал. 5 от НРЦЕЕ, съгласно която груповият коефициент на производителите от биомаса е равен на коефициента, определен за предходния ценови период.

1	Групов коефициент Kb за предходния ценови период, определен с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г.	1,01463
2	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.	114,11 евро/MWh
3	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.1*p.2)</b>	<b>115,78 евро/MWh</b>

**Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:**

- 1. Независим преносен оператор – 119,76 евро/MWh;**
- 2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 122,40 евро/MWh;**
- 3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 122,14 евро/MWh;**
- 4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 70,29 евро/MWh;**

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 115,66 евро/MWh;

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 130,79 евро/MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 115,78 евро/MWh.

## II. „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-13-41-30 от 31.03.2026 г.

### 1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-30 от 31.03.2026 г. ЕСО ЕАД е предложило:

– Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,22 евро/MWh, без ДДС;

– Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 2,54 евро/MWh, без ДДС;

– Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 3,06 евро/MWh, без ДДС;

– Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 9,22 евро/MWh, без ДДС.

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

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД						
№	Цена на услуга	Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., без ДДС	Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., без ДДС	Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., без ДДС	Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., без ДДС	Разлика, в %
		евро/MWh	лв./MWh	евро/MWh	лв./MWh	
1	Цена за достъп за крайни клиенти	0,18	0,36	0,22	0,43	+19,52
2	Цена за достъп за производители	2,16	4,22	2,54	4,97	+17,72
3	Цена за достъп за ВЕИ производители	2,81	5,49	3,06	5,98	+9,01
4	Цена за пренос	7,60	14,86	9,22	18,03	+21,35

## 1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 33 900 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 15 598 хил. евро;

Основните елементи на условно-постоянните разходи са формирани при следните изходни условия и са разделени по равно между цената за достъп за крайни клиенти и цените за достъп за производители:

а) разходите за работна заплата и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са определени съобразно договорените със синдикалните организации средна брутна работна заплата, условията съгласно сключения колективен трудов договор (КТД), полагащите се доплащания по Кодекса на труда, както и действащия Кодекс за социално осигуряване;

б) разходите за ремонт и поддръжка са изчислени на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2026 г., утвърдени от управителния и надзорния съвети на ЕСО ЕАД;

в) разходите за безплатна храна и добавките към нея са увеличени в резултат от повишената минимална работна заплата 01.01.2026 г.;

г) разходите по икономически елементи „разходи за материали“, „разходи за външни услуги“ и „други разходи“ са предмет на програмата за текущи разходи на ЕСО ЕАД и са включени в разходите за 2026 г., като стойностите са определени на база действащите към момента договори в дружеството, очакваната средна годишна инфлация за 2026 г. и други относими икономически и пазарни фактори;

д) разходите за амортизации са определени на база финансово-счетоводната отчетност на дружеството към 31.12.2025 г. и приложимите счетоводни стандарти, както и при отчитане инвестиционната програма на дружеството, като се има предвид, че ЕСО ЕАД активно участва в процесите по изграждане и внедряване на платформите, свързани с функционирането на единния пазар „Ден напред“ и единния пазар „В рамките на деня“, съгласно споразуменията SDAC и SDIC и наред с другите оператори отчита и значителни инвестиционни разходи в нематериални дълготрайни активи, които са с кратък срок на амортизация;

е) разходите за членски внос в организации са в размер на 876 хил. евро и включват членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), където ЕСО ЕАД е пълноправен член;

ж) разходите, свързани със задълженията на оператора по европейски регламенти, включват:

– разходи за ползването на услугите от Southeast Electricity Network Coordination Center („SEleNe CC“) със седалище в Солун – дружество за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа, учредено от операторите на преносни системи на Р България, Р Гърция и Р Италия в изпълнение на чл. 37 от Регламент 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 05 юни 2019 г. (Регламент 2019/943) относно вътрешния пазар на електроенергия, в размер на 1 630 хил. евро;

– разходи, свързани с присъединяване на ЕСО ЕАД към единната платформа за разпределение на дългосрочни преносни права (JAO) в изпълнение на Регламент (ЕС) 2016/1719 на Комисията от 26 септември 2016 година за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност и съгласно хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права (EU HAR), в размер на 714 хил. евро;

- разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, с платформата за прозрачност, както и с верификационната платформа на ENTSO-E, общо в размер на 234 хил. евро;
- разходи на стойност 112 хил. евро, във връзка с присъединяването към европейските балансиращи платформи PICASSO (Platform for the International Coordination of Automatic Frequency Restoration Reserves) и MARI (Manually Activated Reserves Initiative);
- разходи, свързани със Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между ОПС и НОПЕ (IDOA) и Споразумението за сътрудничество между ОПС (TCID) и участието на ЕСО ЕАД, заедно с БНЕБ ЕАД в процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проект XVID за времеви хоризонт в рамките на деня, в размер на общо 107 хил. евро;
- разходи за инфраструктурна услуга във връзка с многостранно споразумение за комуникационните мрежи с ENTSO-E в размер на 255 хил. евро;
- разходи, произтичащи от сключеното по силата на Регламент 2019/943 Споразумение за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на електропреносните мрежи между европейските електроенергийни системни оператори, в размер на 5 525 хил. евро;
- 1.1.3. Необходим оборотен капитал – 12 707 хил. евро, изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;
- 1.1.4. Регулаторна база на активите в размер на 33 269 хил. евро, разпределени съответно между трите цени за достъп;
- 1.1.5. Възвръщаемост – 969 хил. евро, при норма на възвръщаемост – 5,82%, подробно аргументирана в т. 1.4.9.;
- 1.1.6. Корекция на основание чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране (Регламент (ЕС) 2017/2195) – (минус) -8 948 хил. евро.

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

- 1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 27 326 500 MWh;
- 1.2.2. Условно-постоянни разходи – 11 931 хил. евро. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2 на предложението за изменение на цената за достъп за крайни клиенти;
- 1.2.3. Разходи за допълнителни услуги – 56 618 хил. евро, в т.ч. разходи за първично регулиране на честотата – 7 839 хил. евро; разходи за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 27 002 хил. евро и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 21 776 хил. евро.

На основание Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), споразумението SAFA (Continental Europe Synchronous Area Framework Agreement) и насоките SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент 2017/1485), и съгласно Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, остава без промяна и е както следва:

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;

- резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;
- резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 650 MW;
- резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 100 MW от водноелектрически централи (ВЕЦ) и помпено-акумулиращи водноелектрически централи (ПАВЕЦ) за покриване на недостиг на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници.

Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, параграф 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW него.

Средните цени за разполагаемост за отделните оперативни резерви са както следва:

- резерв за първично регулиране на честотата и резерви за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 26 евро/MW\*h;
- всички резерви за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 5 евро/MW\*h.

1.2.4. Регулаторна база на активите в размер на 33 269 хил. евро, разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.2.5. Възвръщаемост – 741 хил. евро, при норма на възвръщаемост – 5,82%, подробно аргументирана в т. 1.4.9.;

1.2.6. Корекция на основание чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 – (минус) -7 258 хил. евро.

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 8 400 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 3 667 хил. евро. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2. на предложението за изменение на цената за достъп за крайни клиенти;

1.3.3. Разходи за допълнителни услуги – 21 784 хил. евро, в т.ч. разходи за първично регулиране на честотата – 2 410 хил. евро; разходи за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 8 300 хил. евро, разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 6 694 хил. евро и разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 380 хил. евро, изчислени на база предложените в т. 1.2.3. средни цени за разполагаемост за отделните оперативни резерви;

1.3.4. Регулаторна база на активите в размер на 33 269 хил. евро, разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.3.5. Възвръщаемост – 228 хил. евро, при норма на възвръщаемост – 5,82%, подробно аргументирана в т. 1.4.9.;

1.3.6. Корекция на основание чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 – (минус) -1 690 хил. евро.

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цена за достъп до електропреносната мрежа от производители, присъединени към електроразпределителните мрежи, операторът на електропреносната мрежа предлага при утвърждаване на цените в

сектор „Електроенергетика“ да бъде предвиден механизъм за заплащане на цената за достъп, а именно: производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, да заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които да превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

#### 1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

Дружеството е формирало цената за пренос при следните изходни условия:

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 900 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 205 468 хил. евро, в т.ч. разходи за заплати (възнаграждения) – 70 691 хил. евро; разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 36 911 хил. евро; разходи за амортизации – 42 755 хил. евро; разходи за ремонт и поддръжка – 21 776 хил. евро; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 33 335 хил. евро.

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи условно-постоянни разходи:

а) разходите за работна заплата и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са определени съобразно договорените със синдикалните организации средна брутна работна заплата, условията съгласно сключения КТД, полагащите се доплащания по Кодекса на труда, както и действащия Кодекс за социално осигуряване;

б) разходите за амортизации са определени на база финансово-счетоводната отчетност на дружеството към 31.12.2025 г. и приложимите счетоводни стандарти;

в) разходите за ремонт и поддръжка са изчислени на база разработена програма за ремонт и поддръжка на електропреносната мрежа за 2026 г., утвърдена от управителния и надзорния съвети на ЕСО ЕАД;

г) разходите за безплатна храна и добавките към нея са увеличени в резултат от повишената минимална работна заплата 01.01.2026 г.;

д) разходите за въоръжена и противопожарна охрана са по-високи, тъй като действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите са обвързани с размера на минималната работна заплата;

е) разходите по икономически елементи „разходи за материали“, „разходи за външни услуги“ и „други разходи“ са предмет на програмата за текущи разходи на ЕСО ЕАД, като стойностите са определени на база действащите към момента договори в дружеството, прогнозни стойности на инфлацията за 2026 г. и други относими икономически и пазарни фактори;

ж) прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база сключена застрахователна полица. Съгласно чл. 3.8. от притежаваната лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, ЕСО ЕАД сключва и поддържа застраховка съгласно действащото законодателство за покриване на рисковете по имуществото, определени с решение на Комисията и осигуряващи надеждно извършване на лицензионната дейност, като застрахователното покритие следва да осигурява необходимите финансови средства за подмяна на всеки елемент от електропреносната мрежа, повреден или унищожен в резултат на авария или при други обстоятелства, както и за заплащане на обезщетения за причинени щети на трети лица. Изпълнявайки проектите от общ европейски интерес и инвестицията по Националния план за възстановяване и устойчивост „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, включени в инвестиционната програма на дружеството, ЕСО ЕАД отчита значителни по размер активи в процес на изграждане, които подлежат на застраховане, както и въвеждане в експлоатация на нови активи. През базисния период извършените разходи за инвестиционни дейности от ЕСО ЕАД са в размер на 180 539 хил. евро, от които инвестиционна програма – 175 295 хил. евро

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 85 527 хил. евро, определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия, което се очаква да постъпи в електропреносната мрежа – 32 398 442 MWh и остойностени по цена на електрическата енергия в размер на 114,28 евро/MWh;

1.4.4. Корекция на основание чл. 27а от НРЦЕЕ – 0 хил. евро. Според ЕСО ЕАД постигнатата среднопотеглена пазарна цена, по която дружеството закупува електрическа енергия за покриване на технологичните си загуби през регулаторния период, няма да отчете отклонение, надвишаващо +/- 5 % спрямо утвърдената от КЕВР цена за съответния период;

1.4.5. Регулаторна база на активите – 1 285 658 хил. евро, 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 – 31 030 хил. евро;

1.4.6. Приходи от реактивна енергия – 23 000 хил. евро;

1.4.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 30 171 хил. евро;

1.4.8. Възвръщаемост – 74 825 хил. евро;

1.4.9. Норма на възвръщаемост – 5,82%. В съответствие с разпоредбите на чл. 15, ал. 2 и ал. 3 от НРЦЕЕ, както и в отговор на инвестиционни изисквания и на промените в икономическите условия, ЕСО ЕАД счита, че е необходимо да се преразгледа определената за дружеството норма на възвръщаемост от КЕВР в предходното ценово решение, като се вземат предвид измененията в НРЦЕЕ, актуалните финансови параметри и планове за бъдещи инвестиции. Посочва, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. и Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. Комисията е приложила модел за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала за електроразпределителните дружества чрез оценка на капиталовите активи. В тази връзка счита, че прилагането на същия модел за определяне на нормата на възвръщаемост за ЕСО ЕАД би представлявало изпълнение на разпоредбите на нормативния акт. Признаването на реалната възвръщаемост на оператора е единственият способ за осигуряване на необходимите ресурси за реализиране на стратегически за националната сигурност и икономиката инвестиционни проекти, и модернизация на мрежата. Спазвайки разпоредбите по чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ и одобрения модел, дружеството е изчислило предложената стойност на нормата на възвръщаемост, като подробни изчисления на размера на безрисковата норма на възвръщаемост, пазарната рискова премия, лостовия бета коефициент за сектор „Енергетика“ и др. елементи се съдържат в обосновката към подаденото заявление за цени.

## **2. Ценообразуващи елементи**

### **2.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти**

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

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 31 196 хил. евро на 25 599 хил. евро, тъй като разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, такси за обработка на данни съгласно регламенти, пощенски разходи, командировки, информационни услуги, други външни услуги, данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, представителни цели, делегации и международни прояви са запазени на ниво отчет през базисната година. Заявената стойност на разходите за междуоператорско компенсирание при взаимно използване на електропреносните мрежи в

размер на 5 525 хил. евро е необоснована предвид отчетената стойност на този разход през 2025 г. в размер на 2 426 хил. евро. В тази връзка в структурата на условно-постоянните разходи по това перо са включени 272 хил. евро, представляващи отчетената през базисната година стойност, коригирана с приходите на оператора от тази дейност в размер на 2 154 хил. евро.

На основание чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране (Регламент (ЕС) 2017/2195) във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ, е приложена корекция в размер на 15 280 хил. евро относима и към цената за достъп до електропреносната мрежа за производители.

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 11 429 хил. евро

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти</b>				
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Предложени от дружеството</b>	<b>Коригирани стойности</b>
1	Условно-постоянни разходи	хил. евро	15 598	12 800
2	Допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195	хил. евро	- 8 948	-7 640
3	Възвръщаемост	хил. евро	969	931
4	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил. евро	7 619	6 091
5	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MWh	33 900 000	33 900 000
<b>6</b>	<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС</b>	<b>евро/MWh</b>	<b>0,22</b>	<b>0,18</b>

## 2.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

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

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 31 196 хил. евро на 25 599 хил. евро, тъй като разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, такси за обработка на данни съгласно регламенти, пощенски разходи, командировки, информационни услуги, други външни услуги, данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, представителни цели, делегации и международни прояви са запазени на ниво отчет през базисната година. Заявената стойност на разходите за междуоператорско компенсирание при взаимно използване на електропреносните мрежи в размер на 5 525 хил. евро е необоснована предвид отчетената стойност на този разход през 2025 г. в размер на 2 426 хил. евро. В тази връзка в структурата на условно-постоянните

разходи по това перо са включени 272 хил. евро, представляващи отчетената през базисната година стойност, коригирана с приходите на оператора от тази дейност в размер на 2 154 хил. евро.

На основание чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране (Регламент (ЕС) 2017/2195) във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ, е приложена корекция в размер на 15 280 хил. евро относима и към цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти.

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 11 429 хил. евро.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., са взети предвид определените със Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, като количествата са обвързани с ПУЕЕС и насоките SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент 2017/1485). В тази връзка резерв за първично регулиране на честотата (FCR) и резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) в размер съответно на 45 MW (394 200 MW\*h) и 155 MW (1 357 800 MW\*h) са остойностени по 25,00 евро/MW\*h. Разходите за вторично ръчно регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) в размер на 650 MW (5 694 000 MW\*h) са остойностени по 5,00 евро/MW\*h.

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	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. евро	9 855
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. евро	33 945
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. евро	25 599
4	Условно-постоянни разходи	хил. евро	12 800
5	Допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195	хил. евро	-7 640
6	Възвръщаемост	хил. евро	931
7	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. евро	75 492
8	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	35 726 500

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.

<b>Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия</b>		
<b>Позиция</b>	<b>Необходими приходи</b>	<b>Количества</b>
ОБЩО	75 492	35 726 500
Производители с динамично променяща се генерация	17 750	8 400 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	57 742	27 326 500

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

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители</b>				
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Предложени от дружеството</b>	<b>Коригирани стойности</b>
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. евро	69 289	57 742
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	27 326 500	27 326 500
3	<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС</b>	<b>евро/MWh</b>	<b>2,54</b>	<b>2,11</b>

### **2.3. Цена 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 възобновяеми източници, 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 електропреносното и/или електроразпределителното 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 и предоставянето на 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, чл. 27 и чл. 28 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 електроенергийната система (ЕЕС) и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници.

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 за справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, и за технологични разходи, върху ползвателите на електропреносната 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 електропреносната 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 фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, за разлика от производството на електрическа енергия от водноелектрически централи 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 за 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 ЕМОПС-Е.

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

- увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически

централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност;

– увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за регулиране е взето предвид, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в ЕЕС от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, тоест 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. евро, отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 5 евро/MW\*h.

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

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

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

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация</b>				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. евро	4 380	4 380
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители	хил. евро	21 071	17 750
3	Възвръщаемост	хил. евро	260	32
4	Необходими приходи	хил. евро	25 711	22 161
5	Прогнозни количества	MWh	8 400 000	8 400 000
<b>6</b>	<b>Цена за достъп</b>	<b>евро/MWh</b>	<b>3,06</b>	<b>2,64</b>

## 2.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 205 468 хил. евро на 199 860 хил. евро, тъй като социалните разходи, разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, други външни услуги, обучение и квалификация делегации, представителни цели, данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, както и тези за достъп през чужди съоръжения са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели, както и тези за такси към БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

Извършена е корекция в размер на (минус) -547 хил. евро съгласно чл. 27а от НРЦЕЕ. Предложената стойност на приходите от реактивна енергия от 23 000 хил. евро е коригирана на 25 900 хил. евро в съответствие с отчетните данни за 2025 г.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, необходимият оборотен капитал е преизчислен съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ от 31 030 хил. евро на 30 842 хил. евро или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%, като е запазена на нивото, утвърдено за регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Количеството на технологичните разходи по преноса на електрическа енергия в размер на 748 404 MWh е остойностено по 119,76 евро/MWh в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена.

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

<b>Цена за пренос през електропреносната мрежа</b>				
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Предложени от дружеството</b>	<b>Коригирани стойности</b>
1	Условно-постоянни разходи	хил. евро	205 468	199 860
2	Възвръщаемост	хил. евро	74 825	38 564
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. евро	85 527	89 629
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. евро	-	-547
5	Приходи от реактивна енергия	хил. евро	-23 000	-25 900
6	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. евро	-30 171	-30 171
7	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. евро	312 649	271 435
8	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 900 000	33 900 000
9	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	евро/MWh	9,22	8,01

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

**1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,18 евро/MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 6 091 хил. евро и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 900 000 MWh.**

**2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,11 евро/MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходимими годишни приходи 57 742 хил. евро и количества електрическа енергия 27 326 500 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 2,64 евро/MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 22 161 хил. евро и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 8 400 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи,**

заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

**4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,01 евро/MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 271 435 хил. евро и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 900 000 MWh.**

### **III. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА**

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-101 от 31.03.2026 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-57 от 31.03.2026 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-76 от 31.03.2026 г. от „Електроразпределение Север“ АД и с вх. № Е-13-09-10 от 27.03.2026 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД.

#### **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 седмия регулаторен период.

Начинът на определяне на ценообразуващите елементи, формиращи цените за достъп до и за пренос 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 (*I*) за предходната календарна година на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ) съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) и с коефициент за подобряване на ефективността, като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при изпълнение 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 до и пренос 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-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия 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 седмия 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 до и пренос през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 4 и ал. 7 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на ефективността, с 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 4,6% за предходната календарна година на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2025 г. Във връзка с корекцията на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността, следва да се има предвид, че в началото на регулаторния период Комисията е включила тези разходи на база отчет през базисната година, а не в размера, заявен от дружествата.

### **1.2. 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 седмия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2025 г., представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

### **1.3. Корекция с фактора $Z$**

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

#### 1.4. Цена за достъп за битови клиенти

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружествата метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в евро/kW/ден и/или като твърда месечна/годишна цена, заплащана независимо от потребената електрическа енергия. Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Формирането на цената за достъп по предложения начин е нецелесъобразно към настоящия момент, тъй като на практика ще засегне най-вече клиенти, членове на домакинства със статут в положение на енергийна бедност, за които, обаче, все още не е въведен реално действащ механизъм за защита.

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

#### 2.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР, в частта по т. I.2., цени, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са следните:

- цена за достъп за битови клиенти – 0,00371 евро/kWh (0,00726 лв./kWh),
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01506 евро/kW/ден (0,02946 лв./kW/ден),
- цена за пренос на ниско напрежение – 0,02374 евро/kWh (0,04644 лв./kWh),
- цена за пренос на средно напрежение – 0,00802 евро/kWh (0,01569 лв./kWh).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените със заявление с вх. № Е-13-62-101 от 31.03.2026 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени за разпределение на електрическа енергия за третата ценова година от седмия регулаторен период – 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД						
№	Цена на услуга	Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., евро/kWh, без ДДС	Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., лв./kWh, без ДДС	Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., евро/kWh, без ДДС	Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., лв./kWh, без ДДС	Разлика, в %
1	Цена за достъп за битови клиенти	0,00371	0,00726	0,00720*	0,01408*	неприложимо
2	Цена за достъп за небитови клиенти	0,01506*	0,02946*	0,01720*	0,03364*	+14,21
3	Цена за пренос на ниско напрежение	0,02374	0,04644	0,02250	0,04401	-5,22
4	Цена за пренос на средно напрежение	0,00802	0,01569	0,00815	0,01594	+1,62

\*- евро/лв./kW/ден

В случай, че Комисията откаже да одобри цена за достъп за битови клиенти, определена на база предоставена мощност, „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД предлага

следните цени за одобрение от КЕВР при запазване на настоящия модел на тарифната структура:

<b>„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД</b>						
<b>№</b>	<b>Цена на услуга</b>	<b>Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., евро/kWh, без ДДС</b>	<b>Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., лв./kWh, без ДДС</b>	<b>Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., евро/kWh, без ДДС</b>	<b>Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., лв./kWh, без ДДС</b>	<b>Разлика, в %</b>
1	Цена за достъп за битови клиенти	0,00371	0,00726	0,00390	0,00763	+5,07
2	Цена за достъп за небитови клиенти	0,01506*	0,02946*	0,01585*	0,03100*	+5,23
3	Цена за пренос на ниско напрежение	0,02374	0,04644	0,02504	0,04897	+5,46
4	Цена за пренос на средно напрежение	0,00802	0,01569	0,00848	0,01659	+5,71

\*- евро/лв./kWh/ден

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД посочва, че предложените в заявлението цени са образувани въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 140,91 евро/MWh, представляваща сума от прогнозна цена за активна енергия от 132,21 евро/MWh, формирана от производението на прогнозна пазарна цена за базов товар – 123,73 евро/MWh към 16.03.2026 г., умножена с коефициент 1,06853, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД, от утвърдените с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа в размер на общо 7,78 евро/MWh, цена за задължения към обществото в размер на 0,00 евро/MWh и от разходи за балансиране в размер на 0,92 евро/MWh. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

### **2.1.1. Предоставена от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД прогнозна информация**

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

– Предложената стойност на оперативните разходи е 102 656 хил. евро, изчислени на база утвърдените за седми регулаторен период разходи в размер на 95 841 хил. евро, индексирани за втората и за третата ценова година с инфлационен индекс за периода януари 2024 – декември 2024 г. спрямо периода януари 2023 – декември 2023 г. в размер на 2,4% или 2 300 хил. евро, съответно за периода януари 2025 – декември 2025 г. спрямо периода януари 2024 – декември 2024 г. в размер на 4,6% или 4 515 хил. евро;

– Разходи за амортизации в размер на утвърдените за седми регулаторен период – 41 043 хил. евро;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 110 621 хил. евро, изчислени при технологичен разход от 7% и прогнозна цена за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 140,91 евро/MWh;

- РБА – 355 796 хил. евро, която включва призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период 262 093 хил. евро, среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 67 608 хил. евро, както и оборотен капитал за третата година от седмия регулаторен период – 26 095 хил. евро;
- Възвръщаемост – 24 899 хил. евро, при норма на възвръщаемост на капитала – 6,998%;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 10 429 801 MWh;
- Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – 2 515 хил. евро;
- Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ за ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. в размер на (минус) -7 203 хил. евро, която отразява отчетни данни за пренесена електрическа енергия и постигнатата пазарна цена за периода 01.07.2025 г. – 28.02.2026 г. и прогноза за месеците м. март – м. юни 2026 г.

За третата ценова година на седмия регулаторен период „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД отново предлага цената за достъп за битови клиенти да се заплаща на база предоставената на клиента мощност или в лв./kW/ден, вместо заплащаната до сега цена за достъп на база консумирана енергия. Според дружеството цената за достъп до електроразпределителната мрежа отразява условно-постоянните разходи, които не зависят от консумираната енергия. Посочва, че при прилагане на еднокомпонентна структура всички разходи се заплащат чрез консумираната електрическа енергия и разходите по поддържане на съоръженията за клиенти, които не са консумирали или са консумирали значително по-малко от заявените количества, на практика се заплащат през цените за пренос от останалите клиенти. Отбелязва, че прилагането на ценови модел, основан на предоставена мощност, би осигурило по-стабилна и предвидима основа за възстановяване на необходимите приходи за поддържане, експлоатация и развитие на електроразпределителната мрежа, като този подход отразява по-адекватно начина на използване на мрежовия капацитет и създава по-справедливо разпределение на мрежовите разходи между ползвателите на мрежата. Дружеството счита, че преминаването към формиране на цената за достъп на база предоставена мощност представлява обоснована и необходима стъпка в условията на ускорена трансформация на електроенергийната система, като развитието на децентрализираното производство, на енергийните общности, както и навлизането на нови модели на потребление на електрическа енергия водят до постепенно намаляване на пряката зависимост между използването на мрежовата инфраструктура и количествата пренесена електрическа енергия. Дружеството посочва, че с въвеждането на цената за достъп до електроразпределителната мрежа на база мощност няма да се променят одобрените им необходими приходи, а се прилага разходно-ориентирано разпределение на разходите и съответно приходите, като прилагането на двукомпонентна цена на мрежовите услуги е мотивирано от принципа за „справедливи цени“, т.е. всеки клиент да заплаща разходите, които сам предизвиква. С това ще се даде възможност за промяна в броя на присъединените към мрежата обекти и предоговаряне (намаляване/увеличаване) на предоставената мощност, което ще доведе до развитие на мрежата според реалните нужди на клиентите и постигане на по-висока сигурност и ефективно управление на капацитета на мрежата. Ще се осигурят планирани и равномерни парични потоци за целогодишно поддържане на заявления и ангажиран капацитет на мрежите, защото операторите на електроразпределителни мрежи са изправени пред нови предизвикателства, свързани с необходимостта от осигуряване на по-висока гъвкавост на мрежата, ускорена дигитализация, внедряване на интелигентни системи за управление и поддържане на високо ниво на сигурност на снабдяването, а това изисква значителни инвестиции в поддържането, развитието и модернизацията на мрежовата инфраструктура. „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД посочва, че въвеждането на цена за достъп и за битовите клиенти на база предоставена мощност е в съответствие с дадените насоки на Съвета на европейските енергийни регулатори (CEER) за добри практики за тарифите на електроразпределителната

мрежа, както и препоръките на ACER за преминаване към мрежови тарифи, ориентирани на база предоставена мощност. Дружеството изразява позиция, че с напредването на енергийния преход се наблюдават съществени промени в структурата на производство и потребление на електрическа енергия, като нараства дялът на производството от възобновяеми енергийни източници за собствено потребление, броят и капацитетът на съоръженията за съхранение на енергия, развитие на енергийните общности, в рамките на които ще се осъществява обмен на електрическа енергия между участниците, включително и при ограничено използване на електроразпределителната мрежа.

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД предлага цената за достъп на битови клиенти да се определя както цената за достъп на небитови клиенти, а именно на база предоставената мощност за обекта. По този начин се осигурява единен подход към клиентите относно предоставяната услуга, която трябва да отразява разходите, които се предизвикват във връзка с управление на мрежата и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране на електроенергийната система, в т.ч. и разходите, свързани с диспечирание, подстанции, средства за търговско измерване, отчитането им, както и всички други административни разходи и разходи с общо предназначение за съответната електроразпределителна мрежа.

### 2.1.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2025 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-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия 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 седмия 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 до и за пренос през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 25 172 хил. евро 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.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 4 515 хил. евро.

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2025 г., е в размер на 1 607 хил. евро. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
		(И <sub>1</sub> )	(И <sub>2</sub> )	(И <sub>3</sub> )
		Отчет	Отчет	План
1	Инвестиции – общо	69 870	78 737	61 294
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	14 726	17 857	11 248
3	Нетна амортизация, Ап	5 189	3 211	4 279
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	49 955	57 669	45 767
5	Среден номинален размер на инвестициите	78 092		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	67 608		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	6 642		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	6 573		
9	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първите 2 години на регулаторния период <math>((p. 5-p.6)*6,998\%+(p.7-p.8))*2</math></b>	1 607		

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -11 235 хил. евро.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

*Путв.* – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 249 235 хил. евро;

*Потч.* – отчетени приходи в размер на 265 558 хил. евро съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-101 от 31.03.2026 г. и писмо с вх. № Е-13-62-123#1 от 18.05.2026 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2025 г. до 30.04.2026 г., както и прогноза за месеците май и юни 2026 г.;

*Е<sub>прог.</sub>* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 961 001 хил. kWh;

*Е<sub>отч.</sub>* – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 10 653 945 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-101 от 31.03.2026 г. и писмо с вх. № Е-13-62-123#1 от 18.05.2026 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2025 г. до 30.04.2026 г., както и прогноза за месеците май и юни 2026 г.;

*ТР<sub>одоб.</sub>* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7%;

*Ц<sub>тр.</sub>* – 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 достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,90 евро/MWh;

–  $C_{mp}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 127,52 евро/MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазар „Ден напред“. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месеците май и юни на 2026 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 102,96 евро/MWh;

$P_{t-2}$  – (минус) -534 хил. евро е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за м. юни 2025 г.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, са следните:

<b>„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. евро	98 141
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. евро	103 236
3	Разходи за амортизации, хил. евро	41 042
4	Регулаторна база на активите, хил. евро	354 873
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. евро	262 093
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. евро	67 608
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. евро	25 172
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. евро ( $p.4 * p.5$ )	24 834
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. евро	4 515
8	Корекция с фактор Z, хил. евро	-11 235
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. евро	1 607
10	<b>Необходими годишни приходи, хил. евро (<math>p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9</math>)</b>	<b>262 140</b>
11	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, MWh</b>	<b>10 429 802</b>

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00790 евро/kWh,
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02388 евро/kWh,
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,01607 евро/kW/ден,
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00347 евро/kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от седмия регулаторен период – 262 140 хил. евро и пренесена електрическа енергия от 10 429 802 MWh.

## 2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР, в частта по т. I.3., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за достъп за битови клиенти – 0,00419 евро/kWh (0,00819 лв./kWh),
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01454 евро/kW/ден (0,02844 лв./kW/ден),
- цена за пренос на ниско напрежение – 0,02337 евро/kWh (0,04570 лв./kWh),

- цена за пренос на средно напрежение – 0,00899 евро/kWh (0,01758 лв./kWh).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените със заявление с вх. № Е-13-262-57 от 31.03.2026 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за разпределение на електрическа енергия за третата ценова година от седмия регулаторен период – 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД						
№	Цена на услуга	Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., евро/kWh, без ДДС	Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., лв./kWh, без ДДС	Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., евро/kWh, без ДДС	Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., лв./kWh, без ДДС	Разлика, в %
1	Цена за достъп за битови клиенти	0,00419	0,00819	1,10*	2,15*	неприложимо
2	Цена за достъп за небитови клиенти	0,01454**	0,02844**	0,01521**	0,02975**	+4,60
3	Цена за пренос ниско напрежение	0,02337	0,04570	0,02466	0,04823	+5,54
4	Цена за пренос средно напрежение	0,00899	0,01758	0,00949	0,01856	+5,58

\* - евро/лв./точка на потребление/месец

\*\* - евро/лв./kW/ден

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са образувани въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 142,18 евро/MWh, представляваща сума от прогнозна цена за активна енергия от 132,41 евро/MWh, формирана от производението на прогнозна пазарна цена за базов товар – 123,51 евро/MWh към 09.03.2026 г., умножена с коефициент 1,07206, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД, от утвърдените с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа в размер на общо 7,78 евро/MWh, цена за задължения към обществото в размер на 0,00 евро/MWh и от разходи за балансиране в размер на 1,99 евро/MWh.

### 2.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

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

- Предложената стойност на оперативните разходи е 87 595 хил. евро, изчислени на база утвърдените за седми регулаторен период разходи в размер на 81 779 хил. евро, индексирани за втората и за третата ценова година с инфлационен индекс за периода януари 2024 – декември 2024 г. спрямо периода януари 2023 – декември 2023 г. в размер на 2,4% или 1 963 хил. евро, съответно за периода януари 2025 – декември 2025 г. спрямо периода януари 2024 – декември 2024 г. в размер на 4,6% или 3 852 хил. евро;

- Разходи за амортизации в размер на утвърдените за седми регулаторен период – 38 389 хил. евро;

- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 90 869 хил. евро, изчислени при технологичен разход от 7%, прогнозна пазарна цена от 132,41 евро/MWh и утвърдените с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР цени за достъп и пренос до/през

електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на общо 7,78 евро/MWh, без включени разходи за балансиране;

– РБА – 378 187 хил. евро, призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период – 300 874 хил. евро., среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 54 843 хил. евро, както и оборотен капитал за третата година от седмия регулаторен период – 22 469 хил. евро;

– Възвръщаемост – 26 465 хил. евро, при норма на възвръщаемост на капитала – 7%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 8 611 515 MWh;

– Прогнозна пазарна цена за ценовия период в размер на 123,51 евро/MWh;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – 2 187 хил. евро;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ в размер на (минус) -15 451 хил. евро, която отразява отчетните данни за периода 01.07.2025 г. – 28.02.2026 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2026 г., и корекцията с фактора  $P_{t-2}$  за предходния регулаторен период.

Според оператора всички ползватели на мрежата ползват услугата „достъп“, но поради факта, че цената за тази услуга зависи от количеството доставена на всеки клиент електрическа енергия, групата клиенти, които консумират електрическа енергия в своите обекти, на практика поемат и разходите, генерирани от групата клиенти с нулева консумация. Намира последното не само за несправедливо, но и в нарушение на забраната за дискриминация при утвърждаване на цените, които подлежат на регулиране (чл. 31, т. 1 от Закона за енергетиката). В тази връзка предлага цената за достъп за битови клиенти да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия в даден обект, а да е фиксирана сума, която да се дължи от ползвателите на мрежата за всеки техен обект, присъединен към електроразпределителната мрежа с отделно измерване на доставяната в него електрическа енергия. Посочва, че възможните подходи са определяне на фиксирана цена за достъп, дължима на месечна или годишна база (разделена на равни месечни вноски), която цена да се заплаща от ползвателите на мрежата за всеки техен обект. Предлаганият подход не взема предвид предоставената мощност, но отчита факта, че операторите на електроразпределителни мрежи не разполагат с инсталирани средства за търговско измерване, които да отчитат точно електрическата мощност на всеки отделен обект на битов клиент. В съответствие с изложените мотиви, дружеството разглежда предложението си като първи етап на въвеждане на фиксирана цена за достъп по сравнително опростени критерии, като след събиране на нужната информация се премине към критерии, които отразяват по-точно предизвиканите от всеки отделен клиент индивидуални разходи.

### 2.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2025 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-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия 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 седмия 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 до и за пренос през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;
- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 21 123 хил. евро 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.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 852 хил. евро

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2025 г., е в размер на 914 хил. евро. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
		(И <sub>1</sub> )	(И <sub>2</sub> )	(И <sub>3</sub> )
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо	66 324	90 040	64 612
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	26 600	27 247	24 031
3	Нетна амортизация, Ап	4 069	4 923	3 725
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	35 654	57 870	36 857
5	Среден номинален размер на инвестициите	64 789		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	54 843		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	6 473		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	6 255		
9	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период <math>(р.5-р.6)*6,998\%+(р.7-р.8)</math></b>	914		

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -16 503 хил. евро.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left( P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * Ц_{тр.} \right)_{t-1} - \left( P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * Ц_{тр1.} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 219 670 хил. евро;

*Потч.* – отчетени приходи в размер на 243 199 хил. евро съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-57 от 31.03.2026 г. и писмо с вх. № Е-13-262-74#1 от 18.05.2026 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2025 г. до 30.04.2026 г., както и прогноза за месеците май и юни 2026 г.;

*Епрог.* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 611 515 хил. kWh;

*Еотч.* – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 546 095 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-57 от 31.03.2026 г. и писмо с вх. № Е-13-262-74#1 от 18.05.2026 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2025 г. до 30.04.2026 г., както и прогноза за месеците май и юни 2026 г.;

*ТР<sub>одоб.</sub>* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7%;

*Ц<sub>пр.</sub>* – 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 достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,90 евро/MWh;

– *Ц<sub>пр.</sub><sup>1</sup>* – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 126,72 евро/MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазар „Ден напред“. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месеците май и юни на 2026 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 102,74 евро/MWh;

*P<sub>t-2</sub>* – (минус) -477 хил. евро е изчислен като разлика между стойността на фактора *Z* за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (*Z<sub>t-1</sub>*), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора *Z*, използван в Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за м. юни 2025 г.

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

<b>„Електроразпределение Юг“ ЕАД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. евро	83 742
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. евро	85 238
3	Разходи за амортизации, хил. евро	38 389
4	Регулаторна база на активите, хил. евро	376 840
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. евро	300 874
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. евро	54 843
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. евро	21 123
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. евро (р.4*р.5)	26 371
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. евро	3 852
8	Корекция с фактор <i>Z</i> , хил. евро	- 16 503
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. евро	914
10	<b>Необходими годишни приходи, хил. евро (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)</b>	<b>222 004</b>
11	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, MWh</b>	<b>8 611 515</b>

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00904 евро/kWh;
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02342 евро/kWh;
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,01539 евро/kW/ден;
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00419 евро/kWh,
- необходимите годишни приходи за третата ценова година от седмия регулаторен период – 222 004 хил. евро и пренесена електрическа енергия от 8 611 515 MWh.

### 2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР, в частта по т. I.4., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за достъп за битови клиенти – 0,00500 евро/kWh (0,00977 лв./kWh),
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01602 евро/kW/ден (0,03133 лв./kW/ден),
- цена за пренос на ниско напрежение – 0,02383 евро/kWh (0,04660 лв./kWh),
- цена за пренос на средно напрежение – 0,00917 евро/kWh (0,01793 лв./kWh).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените със заявление с вх. № Е-13-273-76 от 31.03.2026 г. от „Електроразпределение Север“ АД цени за разпределение на електрическа енергия за третата година от седмия регулаторен период – 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Север“ АД						
№	Цена на услуга	Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., евро/kWh, без ДДС	Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., лв./kWh, без ДДС	Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., евро/kWh, без ДДС	Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., лв./kWh, без ДДС	Разлика, в %
1	Цена за достъп за битови клиенти	0,00500	0,00977	0,00978*	0,01913*	неприложимо
2	Цена за достъп за небитови клиенти	0,01602*	0,03133*	0,01681*	0,03287*	+4,94
3	Цена за пренос ниско напрежение	0,02383	0,04660	0,02500	0,04889	+4,93
4	Цена за пренос средно напрежение	0,00917	0,01793	0,00962	0,01881	+4,94

\*- евро/лв./kW/ден

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са образувани въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 141,37 евро/MWh, представляваща сума от прогнозна цена за активна енергия от 132,13 евро/MWh, формирана от производението на прогнозна пазарна цена за базов товар – 123,38 евро/MWh към 09.03.2026 г., умножена с коефициент 1,07091, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД, от утвърдените с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа в размер на общо 7,78 евро/MWh, цена за задължения към обществото в размер на 0,00 евро/MWh и от разходи за балансиране в размер на 1,46 евро/MWh.

### 2.3.1. Предоставена от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

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

- Предложената стойност на оперативните разходи е 72 613 хил. евро, изчислени на база утвърдените за седми регулаторен период разходи в размер на 67 793 хил. евро, индексирани за втората и за третата ценова година с инфлационен индекс за периода януари 2024 – декември 2024 г. спрямо периода януари 2023 – декември 2023 г. в размер на 2,4% или 1 627 хил. евро, съответно за периода януари 2025 – декември 2025 г. спрямо периода януари 2024 – декември 2024 г. в размер на 4,6% или 3 193 хил. евро;

- Разходи за амортизации в размер на утвърдените за седми регулаторен период – 19 186 хил. евро;

- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 66 938 хил. евро, изчислени при технологичен разход от 8%, прогнозна пазарна цена от 132,41 евро/MWh и утвърдените с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на общо 7,78 евро/MWh и разходи за балансиране в размер на 1,46 евро/MWh;

- РБА – 147 438 хил. евро, която включва призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период 99 120 хил. евро, среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 30 874 хил. евро, както и оборотен капитал за третата година от седмия регулаторен период – 17 444 хил. евро;

- Възвръщаемост – 10 318 хил. евро, при норма на възвръщаемост на капитала – 6,998%;

- Прогнозни количества електрическа енергия – 5 455 000 MWh;

- Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – (минус) -5 хил. евро;

- Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ в размер на (минус) -12 783 хил. евро, която отразява отчетните данни за периода 01.07.2025 г. – 28.02.2026 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2026 г., и корекцията с фактора  $P_{t-2}$  за предходния регулаторен период с отчетни данни за месеците март, април, май и юни 2025 г. в размер на (минус) -3 974 хил. евро.

„Електроразпределение Север“ АД предлага цената за достъп както за битовите, така и за небитовите клиенти, да се изчислява въз основа на база мощност, а не на база консумирана електрическа енергия. Според дружеството новият начин на ценообразуване осигурява по-справедливо покриване на условно-постоянните разходи, които мрежовият оператор прави за поддържането на съответната мощност и непрекъснатост на доставката до всеки обект на клиент, независимо от неговата консумация, като няма да има дискриминация между подходите за отделните категории потребители. Също така, този начин на ценообразуване ще допринесе за оптимално и ефективно бъдещо развитие на мрежите и максимално съответствие между заявяваните за присъединяване мощности и планираните реални товари.

### 2.3.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределение Север“ АД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2025 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-17

от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия 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 седмия 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;
- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;
- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 16 461 хил. евро 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.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 193 хил. евро

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2025 г., е в размер на (минус) -10 хил. евро. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределение Север“ АД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
		(И <sub>1</sub> )	(И <sub>2</sub> )	(И <sub>3</sub> )
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо	27 589	28 870	25 565
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	5 381	5 628	2 991
3	Нетна амортизация, Ап	2 120	2 202	1 866
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	20 088	21 040	20 708
5	Среден номинален размер на инвестициите	30 711		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	30 875		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	3 178		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	3 172		
9	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата и втората година на регулаторния период <math>((p.5-p.6)*6,998\%+(p.7-p.8))*2</math></b>	-10		

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -17 529 хил. евро.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

София 1000, бул. „Княз Ал. Дондуков“ № 8-10

тел.: (02) 988 87 30; факс: (02) 988 87 82

www.dker.bg, dker@dker.bg

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 148 949 хил. евро;

Потч. – отчетени приходи в размер на 165 987 хил. евро съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-76 от 31.03.2026 г. и писмо с вх. № Е-13-273-91#1 от 18.05.2026 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2025 г. до 30.04.2026 г., както и прогноза за месеците май и юни 2026 г.;

Е<sub>прог.</sub> – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

Е<sub>отч.</sub> – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 875 208 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-76 от 31.03.2026 г. и писмо с вх. № Е-13-273-91#1 от 18.05.2026 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2025 г. до 30.04.2026 г., както и прогноза за месеците май и юни 2026 г.;

ТР<sub>одоб.</sub> – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

Ц<sub>мп.</sub> – 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 достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,90 евро/MWh;

– Ц<sub>мп.</sub><sup>1</sup> – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 126,28 евро/MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазар „Ден напред“. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месеците май и юни на 2026 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 102,74 евро/MWh;

P<sub>t-2</sub> – (минус) -3 974 хил. евро е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (Z<sub>t-1</sub>), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за м. юни 2025 г.

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

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. евро	69 420
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. евро	62 264
3	Разходи за амортизации, хил. евро	19 186
4	Регулаторна база на активите, хил. евро	146 454
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. евро	99 120
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. евро	30 874
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. евро	16 461
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. евро (p.4*p.5)	10 249
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. евро	3 193
8	Корекция с фактор Z, хил. евро	-17 529
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. евро	-10
10	Необходими годишни приходи, хил. евро (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	146 774
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	5 445 000

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00924 евро/kWh;
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02294 евро/kWh;
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,01718 евро/kW/ден;
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00499 евро/kWh,
- необходимите годишни приходи за третата ценова година от седмия регулаторен период – 146 774 хил. евро и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

#### 2.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР, в частта по т. I.5. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп за битови клиенти – 0,00366 евро/kWh (0,00716 лв./kWh),
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01048 евро/kW/ден (0,02049 лв./kW/ден),
- цена за пренос на ниско напрежение – 0,01834 евро/kWh (0,03587 лв./kWh).

##### 2.4.1. Предоставена от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД прогнозна информация

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените със заявление с вх. № Е-13-09-10 от 27.03.2026 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД цени за разпределение на електрическа енергия за третата година от седмия регулаторен период – 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределителни Златни Пясъци“ АД						
№	Цена на услуга	Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., евро/kWh, без ДДС	Утвърдени за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г., лв./kWh, без ДДС	Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., евро/kWh, без ДДС	Предложени за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., лв./kWh, без ДДС	Разлика, в %
1	Цена за достъп за битови клиенти	0,00366	0,00716	0,00758	0,01482	+107,06
2	Цена за достъп за небитови клиенти	0,01048*	0,02049*	0,01218*	0,02382*	+16,26
3	Цена за пренос ниско напрежение	0,01834	0,03587	0,03034	0,05934	+65,43
4	Цена за пренос средно напрежение	-	-	-	-	-

\*- евро/лв./kW/ден

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за третата година от седмия 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 1 211 хил. евро;
- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 243 хил. евро, изчислени при технологичен разход от 2,76%, и утвърдените с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. прогнозна

пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото и разходи за балансиране в размер на;

- Разходи за амортизации – 84 хил. евро;
- РБА в размер на 891 хил. евро, която включва призната балансова стойност на активите за седми регулаторен период – 609 хил. евро, среден номинален размер на инвестициите за седми регулаторен период – 131 хил. евро, както и оборотен капитал за третата година на седмия регулаторен период – 151 хил. евро;
- Възвръщаемост – 51 хил. евро, при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 62 675 MWh;
- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период – (минус) -55 хил. евро;
- Корекция с фактора Z – 36 хил. евро.

#### 2.4.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на предоставената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация 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-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия 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 седмия 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;
- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;
- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 199 хил. евро 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.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 53 хил. евро.

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни

и отчетени инвестиции за 2025 г., е в размер на 4 хил. евро Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
		(И <sub>1</sub> )	(И <sub>2</sub> )	(И <sub>3</sub> )
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо	105	158	108
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3	0	0
3	Нетна амортизация, Ап	15	15	14
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	87	143	94
5	Среден номинален размер на инвестициите	160		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	131		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	22		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	22		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първите 2 години от регулаторния период $(р.5-р.6)*6,998\%+(р.7-р.8)$	4		

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност 51 хил. евро.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 1 554 хил. евро;

Потч. – отчетени приходи в размер на 2 910 хил. евро съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-09-10 от 27.03.2026 г. и допълнителни данни относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2025 г. до 30.04.2026 г., както и прогноза за месеците май и юни 2026 г.;

E<sub>прог.</sub> – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 57 755 хил. kWh;

E<sub>отч.</sub> – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 60 662 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-09-10 от 27.03.2026 г. и допълнителни данни относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2025 г. до 30.04.2026 г., както и прогноза за месеците май и юни 2026 г.;

ТР<sub>одоб.</sub> – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

Ц<sub>тр.</sub> – 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 достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,90 евро/MWh;

– Ц<sub>тр.</sub><sup>1</sup> – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 112,72 евро/MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“

за месеците май и юни на 2026 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 103,32 евро/MWh.

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

<b>„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи	1 158
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	431
3	Разходи за амортизации	108
4	Регулаторна база на активите	939
4.1.	Призната балансова стойност на активите	609
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	131
4.3.	Необходим оборотен капитал	199
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	66
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. евро	53
7	Корекция с фактор Z	51
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	4
9	<b>Необходимими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)</b>	<b>1 870</b>
10	<b>Количество електрическа енергия за разпределение</b>	<b>62 310</b>

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,02041 евро/kWh;**
  - цена за достъп за небитови клиенти – **0,01273 евро/kW/ден;**
  - цена за достъп за битови клиенти – **0,00415 евро/kWh,**
- необходимими годишни приходи за третата ценова година от седмия регулаторен период – 1 870 хил. евро и пренесена електрическа енергия – 62 310 MWh.**

#### **IV. ИСКАНИЯ НА „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД ЗА КОМПЕНСИРАНЕ НА НЕВЪЗСТАНОВЯЕМИ РАЗХОДИ И РАЗХОДИ ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**

С писмо с вх. № Е-13-01-4 от 01.04.2026 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) е направило искания по чл. 35 от ЗЕ за компенсиране на невъзстановяеми разходи и разходи за задължения към обществото, както следва:

**1. Искане за компенсиране на разходи за периода 01.07.2025 г. – 09.05.2026 г., свързани със задължителното изкупуване на електрическа енергия и разполагаемост по сключено дългосрочно споразумение с „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД**

НЕК ЕАД посочва, че въз основа на отчетни данни за периода 01.07.2025 г. – 28.02.2026 г. и прогноза за периода 01.03.2026 г. – 09.05.2026 г. е установило разлика между признатите с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР и действителните разходи на дружеството, свързани със задължителното изкупуване на електрическа енергия и разполагаемост по сключено дългосрочно споразумение с „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, поради което НЕК ЕАД претендира допълнителна компенсация в размер на 15 488 хил. евро. Изчисленията на дружеството са представени в следващата таблица:

<b>Непокрити разходи на НЕК ЕАД по сключено дългосрочно споразумение с „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.</b>																
№	Позиция	Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г.			ФСЕС		Отчет 01.07.2025 г. – 28.02.2026 г.			ФСЕС		Прогноза 01.03.2026 г. – 09.05.2026 г.			Разлика	
		MWh	лв./MWh	хил. лв.	хил. лв.	MWh	лв./MWh	хил. лв.	хил. лв.	MWh	лв./MWh	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. евро	
1.	Енергия	2 743 626	355,71	975 946	372 348	1 708 786	378,03	645 971	308 425	369 794	474,78	175 570	94 216	-30 293	<b>-15 488</b>	
2.	Цена за достъп	2 743 626	4,22	11 578	11 591	1 708 786	4,22	7 211	6 479	369 794	4,22	1561	1 561	3 552	<b>1 816</b>	
3.	5% вноски по чл. 36е от ЗЕ			48 797	48 797			32 299	24 282			8 779	8 779	15 736	<b>8 046</b>	
<b>4.</b>	<b>Общо</b>				<b>432 736</b>				<b>339 186</b>				<b>104 555</b>			

Според НЕК ЕАД за отчетния период реализираните количества електрическа енергия възлизат на 1 708 786 MWh при средна цена 378,03 лв./MWh, като компенсацията от ФСЕС е 308 425 хил. лв. За прогнозния период се очакват количества от 369 794 MWh, но при по-висока прогнозна цена на електрическата енергия от 474,78 лв./MWh, тъй като в този период се очаква да бъдат закупени количества квоти за въглеродни емисии за м. февруари 2026 г. Поради горното счита, че прогнозният размер на компенсацията за периода 01.03.2026 г. – 09.05.2026 г. ще възлезе на 94 216 хил. лв. В резултат на съпоставката между първоначално определените в решението на КЕВР параметри и сумата от отчетните и прогнозните стойности очаква формиране на недостиг в размер на 30 293 хил. лв. (15 488 хил. евро) спрямо предвидения размер на компенсацията. Посочва, че този недостиг се дължи на по-високите цени на квотите за въглеродни емисии в периода м. юли – м. декември 2025 г. спрямо предвидените от КЕВР в ценовото решение. Освен това отбелязва, че при изчисляване на разходите за емисии Комисията е използвала коефициент за емисионна интензивност от 1,34, докато съгласно одитирания доклад на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД за 2025 г. приложимият коефициент е 1,4259, което допълнително увеличава реалния размер на разходите за квоти за въглеродни емисии спрямо първоначално заложените стойности. Като допълнителен фактор за отклонението посочва и обстоятелството, че съгласно дългосрочния договор с „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД се заплаща пълната разполагаемост на централата, независимо от това дали е произведено цялото количество електрическа енергия.

Горното искане е неоснователно. Относно непокрити разходи на НЕК ЕАД за закупена електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД следва да се има предвид, че в представените справки количествата и цените са значително завишени и несъответстващи на реално отчетените количества електрическа енергия към настоящия момент и на реалната среднопретеглена цена на квотите за въглеродни емисии за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

## **2. Искане за компенсиране на разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.**

НЕК ЕАД е направило искане със съответните мотиви за компенсиране на непокрити разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., както следва:

№	Непокрити разходи на НЕК ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	хил. лв.	хил. евро
1.	Неблагоприятни финансови резултати, свързани с реализирането на излишъци от електрическа енергия от обществения доставчик, породени от специфичния потребителски профил на крайните снабдителите	11 092	5 671

№	Непокрити разходи на НЕК ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	хил. лв.	хил. евро
2.	Невъзстановени средства по линия на възвръщаемост на ВЕЦ поради високата отчетна цена, надвишаваща пределно признатите от регулатора разходи	32 543	16 639
3.	Отрицателен ефект от структурата на енергийния микс	35 747	18 277
4.	SO <sub>2</sub> & NO <sub>x</sub> Модернизация и БРЕФ инвестиция	57 509	29 404
5.	<b>Общо</b>	<b>136 891</b>	<b>69 991</b>

Горното искане е неоснователно. По същото искане КЕВР се е произнесла с влязлото в сила Решение № КНР-1 от 11.03.2026 г., с което е отказала да признае изцяло посочените от дружеството претенции за допълнителни компенсации на разходи за релевантния период.

### 3. Искане за компенсиране на натрупан ценови дефицит за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г.

НЕК ЕАД е предявило и искане за компенсиране на направени от общественя доставчик през предходни ценови периоди невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото:

	Натрупан ценови дефицит в НЕК ЕАД за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г.	хил. лв.	хил. евро
1.	Некомпенсирани разходи от признат в Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. общ дефицит в размер на 1 234 787 хил. лв.	647 396	331 008
2.	Невъзстановени от Фонда за въглеродни емисии разходи от общо признати с Решение № Ц-14 от 01.10.2014 г. в размер на 253 481 хил. лв.	190 110	97 202
3.	Разходи за закупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори за периода 2014 г. – 2015 г.	502 641	256 996
4.	Разходи за емисии парникови газове за периода 2014 г. – 2015 г.	102 835	52 579
5.	Разходи за закупуване на електрическа енергия от ВИ за периода 2014 г. – 2015 г.	245 082	125 308
6.	Обезщетения за недължимо платени добавки за зелена енергия, ВЕКП и невъзстановени разходи	11 421	5 839
7.	Влезли в сила съдебни решения от утвърдени по-високи преференциални цени на комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за изминали регулаторни периоди	12 484	6 383
8.	Невъзстановени разходи за периода 2017 г. – 2018 г. за администриране на цена за задължения към обществото	134 732	68 887
9.	Натрупан дефицит за периода 2014 г. – 2021 г. от непокрити разходи от компонентата за дейността „обществена доставка“ (разходи за лихви)	516 928	264 301
10.	Некомпенсирани разходи за регулаторния период 2018 г. – 2019 г. за по-голямо количество произведена електрическа енергия и разполагаемост на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	13 054	6 674
11.	Некомпенсирани разходи от по-високи цени на CO <sub>2</sub> квоти през регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	32 523	16 629

<b>Натрупан ценови дефицит в НЕК ЕАД за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г.</b>		<b>хил. лв.</b>	<b>хил. евро</b>
12.	Некомпенсирани разходи от по-големи количества електрическа енергия и по-високи цени на CO <sub>2</sub> квоти през регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	47 018	24 040
13.	Некомпенсирани разходи за вноски по чл. 36е от ЗЕ по дебитни известия за изминал регулаторен период, получени през регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	5 076	2 595
<b>ОБЩО</b>		<b>2 461 300</b>	<b>1 258 443</b>

Направеното искане е неоснователно. С Решение № КНР-1 от 11.03.2026 г., което е влязло в сила, КЕВР е отказала да признае изцяло посочените от дружеството претенции за допълнителни компенсации на разходи за регулаторни периоди преди регулаторния период, предлагащ този по Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР, тъй като същите не попадат в обхвата на чл. 36б, ал. 1, т. 1, предложение първо от ЗЕ.

## V. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към ЕЕС, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: невъзстановяемите разходи и разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото.

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 2018 г., § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;

- разходи за компенсиране на разходите, извършени от енергийно предприятие в качеството му на търговец на електрическа енергия за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори и по преференциални цени, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които енергийното предприятие е изкупувало електрическа енергия през предходния регулаторен период, вкл. разходи за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителя със сключено споразумение за изкупуване на енергия (СИЕ) и дължимата цена за достъп до електропреносната мрежа за производители;

- разходи за компенсиране на разходите, извършени от крайните снабдители, произтичащи от задълженията им за изкупуване на електрическа енергия по чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и преференциалните цени, по които тези дружества са изкупували електрическа енергия през предходния регулаторен период;

- разходи за компенсиране на разходи на крайните снабдители, произтичащи от задълженията им за изкупуване на електрическа енергия по чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и преференциалните цени през новия регулаторен период, по които крайните снабдители ще изкупуват електрическа енергия;

- разходи за предоставяне на компенсации чрез крайния снабдител, покриващи част от разходите за електрическа енергия на битовите крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение.

Цената за задължения към обществото се прилага от ФСЕС, който управлява средствата по бюджета си за покриване и на разходите по чл. 36б, ал. 1, т. 1 – 6 от ЗЕ.

## **1. Приходи на ФСЕС**

### **1.1. Прогнозен размер на приходите по чл. 36д, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ**

Прогнозните приходи по чл. 36д, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ на Фонда за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са оценени на 944 588 хил. евро, като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда и приходите от вноските по чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти за емисии на парникови газове за новия регулаторен/ценови период е оценен на 729 713 хил. евро, като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на ЕЕХ и трендът на изменение на цените на квотите при прогнозни средни цени от около 75,00 евро/тон.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с почасовия профил на производството на електрическа енергия и почасовия профил на електрическата енергия от внос, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 217 046 хил. евро, които са умножени с коефициент 0,99 предвид разпоредбата на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

**1.2. Прогнозен размер на средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ за покриване на разходи по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от същия закон, вкл. за частта от регулаторния период, за която такива средства не са предвидени – 01.01.2027 г. – 30.06.2027 г.**

Въз основа на определените с Решение № 165 от 12.02.2026 г. на Министерския съвет стойности, които служат за изчисляване на тавана на приходите за съответния тип производител на електрическа енергия, както и историческите данни по отношение на постъпленията във ФСЕС при прилагане на подобен механизъм, както и буфери за стабилност на приходите на ФСЕС прогнозният размер на средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ, както и прогнозата за такива на основание чл. 30б, ал. 2 от ЗЕ, респективно на приходите на Фонда за компенсации на битови крайни клиенти, за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., е оценен на 377 779 хил. евро.

## **2. Разходи на ФСЕС**

### **2.1. Разходи за предходния регулаторен период**

Разходите за предходния регулаторен период, които Фондът следва да покрива от приходите си по т. 1.1. през периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., са в размер на 21 411 хил. евро, представляващи средства за компенсиране на извършени от „Национална електрическа компания“ ЕАД невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, определени с Решение № КНР-1 от 11.03.2026 г. на КЕВР.

### **2.2. Разходи за регулаторния период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.**

Разходите за следващия регулаторен период, които Фондът следва да покрива от приходите си по т. 1.1. през периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., са следните:

2.2.1. Разходи за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници в размер на 233 668 хил. евро.

		Средства за компенсиране
		хил. евро
1	ВЕЦ < 10 MW	34
2	ВяЕЦ	-
3	ФЕЦ	206 060
4	Биомаса	27 574
5	<b>Общо ВИ</b>	<b>233 668</b>

2.2.2. Разходи за компенсации на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от производители от възобновяеми източници, с инсталирана мощност под 500 kW, в размер на 23 303 хил. евро. Разходите на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с инсталирана мощност под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа енергия от производителите с преференциални цени, и приходите, които крайните снабдители ще получат от организирания борсов пазар, ако реализират тези количества по пазарна цена.

2.2.3. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 459 600 хил. евро, формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-802 от 29.05.2026 г.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) под 500 kW в размер на 966 хил. евро, формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-802 от 29.05.2026 г. Разходите на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВЕКП под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа енергия от производителите с преференциални цени и приходите, които крайните снабдители ще получат от организирания борсов пазар, ако реализират тези количества по пазарна цена.

2.2.5. Средства на ФСЕС за компенсации по програми на Министерски съвет – 236 785 хил. евро.

2.2.6. Средства на ФСЕС за компенсации по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от ЗЕ – 340 498 хил. евро.

### 3. Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.		
<b>I.</b>	<b>Приходи</b>	<b>1 322 367</b>
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	214 876
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по ЗОИК – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	729 713
3.	Приходи по § 2 от Закон за събирането на приходи и извършването на разходи през 2026 г. до приемането на Закона за държавния бюджет на Република България за 2026 г., Закона за бюджета на държавното обществено осигуряване за 2026 г. и Закона за бюджета на Националната здравноосигурителна каса за 2026 г.	377 779
<b>II.</b>	<b>Разходи</b>	<b>-1 322 367</b>
<b>1.</b>	<b>Разходи за производители от ВИ</b>	<b>-257 994</b>
1.1.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от ВИ	-233 668

<b>Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.</b>		
1.2.	Компенсация на крайните снабдителни за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ под 500 kW	-24 326
2.	<b>Разходи за производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</b>	<b>-460 566</b>
2.1.	Разходи за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-459 600
2.2.	Компенсация на крайните снабдителни за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-966
3.	<b>Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ</b>	<b>-5 113</b>
4.	<b>Разходи за предходни регулаторни периоди</b>	<b>-21 411</b>
5.	<b>Разходи на ФСЕС по програми на Министерски съвет</b>	<b>-236 785</b>
6.	<b>Средства на ФСЕС за компенсации по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от ЗЕ</b>	<b>-340 498</b>

Видно от изложеното по-горе, приходите на ФСЕС напълно покриват неговите разходи по чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които от своя страна формират цената за задължения към обществото. Поради това 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 компенсирани на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, следва да е 0,00 евро/MWh.

Предвид гореизложеното цената за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, следва да е в размер на 0,00 евро/MWh, без ДДС.

## **VI. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА БАЗОВА СТОЙНОСТ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ**

Съгласно чл. 30б, ал. 1 от ЗЕ и чл. 37г, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя базова стойност на електрическа енергия за 1 MWh, която е част от цената по чл. 30а, ал. 3 от ЗЕ, която битовият краен клиент заплаща за съответния регулаторен период. Базовата стойност се определя при отчитане на средствата по чл. 36д, ал. 1 от ЗЕ за съответния регулаторен период, както и на прогноза за средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ за покриване на разходи по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от ЗЕ за частта от регулаторния период, за която такива средства не са предвидени – чл. 30б, ал. 2 от ЗЕ. Също така, изчисляването на базовата стойност следва да бъде съобразено, както с постигнатата средно претеглена цена за съответните количества, закупени на механизма по чл. 100, ал. 8 от ЗЕ и/или на пазарен сегмент ден напред на организирания борсов пазар, относима към съответния краен снабдител за съответния месец, така и с цената на активната електрическа енергия, заплащана от битовия краен клиент към края на регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. Това е така, защото целта на определянето на базова стойност на електрическата енергия е да осигури прехода към пазарно обусловени цени за битови крайни клиенти (либерализация на пазара на електрическа енергия на дребно). Аргументи в този смисъл се извеждат от нормата на чл. 30в, ал. 2 от ЗЕ, която предвижда възможност компенсацията за битовия краен клиент да е според количеството и/или за част от количеството закупена електрическа енергия, както и от § 54 от Преходните и заключителните разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн., ДВ, бр. 96 от 2023 г., по силата на който на Комисията е вменено задължение в ежегодните си доклади, представяни на Европейската комисия, да включва информация за напредъка към постигане на ефективна конкуренция между доставчиците и прехода към пазарно обусловени цени за битови крайни клиенти.

Горното обосновава извода, че при определяне на базовата стойност КЕВР следва да анализира изброените основни фактори поотделно и в тяхната съвкупност, както и да оцени тежестта на всеки един от тях при изчисляването на конкретния размер на базовата стойност.

Прогнозното потребление на битовите крайни клиенти за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е в размер на 13 861 833 MWh.

Горните количества са закупени от крайните снабдители за целия регулаторен период на организиран борсов пазар, пазарен сегмент „Двустранни договори“, механизъм „Търгове – краен снабдител“, по цена от 99,10 евро/MWh. Тъй като закупените продукти с отклонения покриват почти 100% от прогнозното потребление на клиентите на крайните снабдители, не се очаква дружествата да купуват електрическа енергия от други сегменти на организирания борсов пазар, освен в малък процент от интервалите на доставка при непредвидени обстоятелства. С оглед изложеното, липсва необходимост от изчисляване и определяне на прогнозна пазарна цена на крайните снабдители по чл. 37в от НРЦЕЕ.

Средствата за компенсирание на част от разходите на битовите крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител са изчислени в т. V по-горе в размер на 340 498 хил. евро, съответно 24,56 евро/MWh при количества в размер на 13 861 833 MWh, следователно е обосновано базовата стойност да бъде определена за цялото количество потребена електрическа енергия.

Във връзка с горното базовата стойност на електрическата енергия за 1 MWh следва да се определи в размер на 74,54 евро/MWh.

		Количества, MWh	Цена, евро/MWh	Разходи, хил. евро
1	Разходи по постигната цена на БНЕБ ЕАД	13 861 833	99,10	1 373 708
2	Средства за компенсация	13 861 833	24,56	340 498
3	<b>Базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh (р.1-р.2)</b>	<b>13 861 833</b>	<b>74,54</b>	<b>1 033 210</b>

Предвид гореизложеното, базовата стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, е в размер на 74,54 евро/MWh.

## **VII. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА КОМПОНЕНТА ОТ ЦЕНАТА НА КРАЙНИЯ СНАБДИТЕЛ ВЪВ ВРЪЗКА СЪС СНАБДЯВАНЕТО НА БИТОВИ КРАЙНИ КЛИЕНТИ**

По силата на чл. 30а, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти. Компонентата се определя служебно въз основа на анализ на необходимата информация съгласно чл. 57, ал. 1 от НРЦЕЕ. В тази връзка, за целите на изготвяне на този анализ е използвана информацията за определяне на компонента от цената за дейността снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител, постъпила с писма с вх. № Е-13-47-11#2 от 19.02.2026 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-49-347 от 31.03.2026 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-4#3 от 30.03.2026 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и вх. № Е-13-77-2#2 от 06.04.2026 г. от „ЕСП Златни пясъци“ ООД.

### **1. Единен подход при определяне на компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти**

Съгласно чл. 30а, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти чрез универсална услуга. По арг. от чл. 37д, ал. 1 от НРЦЕЕ компонентата от цената на крайния снабдител е в размер до 7 на сто от определената базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период. Съгласно чл. 37д, ал. 6 от НРЦЕЕ компонентата по ал. 1 не може да надвишава размера на компонентата, определена за предходния регулаторен период (9,69 лв./MWh, съответно 4,95

евро/MWh), индексирани с инфлационен индекс за предходната календарна година на основата на данни от Националния статистически институт. В тази връзка, максимално допустимият размер на компонентата за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. не може да надвишава размера на компонентата за дейността на крайния снабдител, определена с Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР, индексирани с инфлационен индекс за 2025 г. от 4,6%, а именно 5,18 евро/MWh.

Въз основа на анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. и при съобразяване с прогнозните количества електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на битовите крайни клиенти за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., е обосновано по отношение на формирането на компонентата от цената на крайния снабдител да бъде приложен единен подход.

## **2. Образуване на компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти.**

Видно от постъпилата информация и обосновка за определяне на компонента от цената за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“:

- „Електрохолд Продажби“ ЕАД предлага размер на компонентата – 5,56 евро/MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД предлага размер на компонентата – 5,18 евро/MWh с уточнението, че размерът ѝ не отразява действителните разходи на дружеството и необходимата възвръщаемост;
- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, предлага размер на компонентата – 5,01 евро/MWh с уточнението, че действителният размер на компонентата е 8,48 евро/MWh, но поради ограниченията в НРЦЕЕ дружеството предлага компонентата в този размер;
- „ЕСП Златни пясъци“ ООД предлага размер на компонентата – 8,76 евро/MWh.

Въз основа на извършен анализ се установи, че част от дружествата са предложили стойности на компонентата, които не са в съответствие с чл. 37д, ал. 1 и ал. 6 от НРЦЕЕ. Максималният размер на компонентата съгласно чл. 37д, ал. 1 от НРЦЕЕ се определя в размер до 7 на сто от определената базова стойност на електрическа енергия за 1 MWh (5,22 евро/MWh). Съгласно чл. 37д, ал. 6 от НРЦЕЕ компонентата по ал. 1 не може да надвишава размера на компонентата, определена за предходния регулаторен период, индексирани с инфлационен индекс за предходната календарна година на основата на данни от Националния статистически институт, тоест максимално допустимият размер на компонентата е 5,18 евро/MWh.

В тази връзка компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти следва да се определи в размер на 5,18 евро/MWh. В допълнение:

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

доведе до положителна цена за задължения към обществото (заплащана само от крайни клиенти на електрическа енергия);

– в компонентата не са включени разходи за несъбираеми вземания, каквито крайни снабдители са поискали. 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.

**В резултат на гореизложеното, компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти е в размер на 5,18 евро/MWh.**

Съгласно чл. 32, ал. 2, т. 3 от ЗЕ Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури на базовата стойност по чл. 30б от ЗЕ. По арг. от чл. 30в, ал. 4 от ЗЕ, стойностите по тарифната структура на базовата стойност следва да бъдат в еднакъв размер за всички крайни снабдители.

Предвид гореизложеното, сумата от базовата стойност на електрическата енергия за 1 MWh в размер на 74,54 евро/MWh и компонентата от цената на крайния снабдител в размер на 5,18 евро/MWh, съставлява цената по чл. 30а, ал. 3 от ЗЕ в размер от 79,72 евро/MWh, която битовият краен клиент заплаща на крайния снабдител, при тарифна структура, както следва:

<b>ЦЕНИ, КОИТО БИТОВИЯТ КРАЕН КЛИЕНТ ЗАПЛАЩА НА КРАЙНИЯ СНАБДИТЕЛ</b>				
Тарифна структура	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2026 г.			
	евро/kWh	лв./kWh	евро/MWh	лв./MWh
1. Две скали				
в т.ч. - Дневна	0,09297	0,18183	92,97	181,83
- Нощна	0,04103	0,08025	41,03	80,25
2. Една скала	<b>0,09297</b>	<b>0,18183</b>	<b>92,97</b>	<b>181,83</b>

По изложените по-горе аргументи, тези цени следва да се заплащат и от битовите крайни клиенти, които са клиенти на лица с издадена лицензия за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ през периода 01.07.2025 г. – 30.06.2027 г.

<b>ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КРАЙНИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2026 г.</b> (включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН и цени за мрежови услуги НН)	
„Електрохолд Продажби“ ЕАД	3,11%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	3,24%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	2,38%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	5,80%
<b>СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ</b>	<b>2,99%</b>

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 следните

**РЕШЕНИЯ:**

- 1. Да приеме доклада;**
- 2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите, както и на крайните снабдители на електрическа енергия, като се осигури и възможност за дистанционно участие;**
- 3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.**