РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране

П Р О Т О К О Л

№ 133

София, 02.06.2026 година

Днес, 02.06.2026 г. от 10:20 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя Пламен Младеновски.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Благой Голубарев, Таско Ерменков и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Б. Паунов – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, Юл. Стоянов – заместник-директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-801 от 29.05.2026 г. и проект на решение относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

Работна група: Елена Маринова, Боян Паунов,
Ана Иванова, Радослав Наков, Радостина Методиева,
Радослав Райков и Силвия Петрова

2. Доклад с вх. № Е-Дк-802 от 29.05.2026 г. относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2026 г.

Работна група: Елена Маринова, Боян Паунов, Георги Петров,
Радослав Наков, Владимир Петров, Петя Георгиева,
Цветелина Пешева, Десислава Сиракова,
Надежда Иванова, Ненко Ненков и Йовка Велчева

3. Доклад с вх. № Е-Дк-803 от 29.05.2026 г. относно утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонента от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2026 г.

Работна група: Боян Паунов, Юлиан Стоянов, Елена Маринова, Милен Трифонов, Рали Манчев, Радостина Методиева, Радослав Райков и Силвия Петрова

4. Доклад с вх. № Е-Дк-804 от 29.05.2026 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.

Работна група: Боян Паунов, Юлиан Стоянов, Елена Маринова, Милен Трифонов, Рали Манчев, Радостина Методиева, Радослав Райков и Силвия Петрова

5. Доклад с вх. № Е-ДК-778 от 28.05.2026 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-12-00-114 от 03.04.2026 г. за одобряване на бизнес план за дейността „производство на електрическа енергия“, за периода 2026 г. – 2030 г., подадено от „Дунав Солар Плант“ ООД.

Работна група: Боян Паунов, Владимир Петров, Цветелина Пешева и Десислава Сиракова

По т.1. Комисията разгледа **доклад с вх. № Е-Дк-801 от 29.05.2026 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.**

Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуването на електрическата енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от енергийни обекти с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии - чл. 6, ал. 1, т. 1 във връзка с чл. 32, ал. 1, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ). Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалните цени при условията и по реда на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

На следващо място, съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, КЕВР ежегодно до 30 юни, актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата. Съгласно чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ коефициентът, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи, се определя като произведение от: изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство

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

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ, КЕВР определя ежегодно в срок до 30 юни премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW.

Според § 28, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ премии, като разлика между определената до влизането в сила на този закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник.

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

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ

I. Общи принципи при определянето на преференциалните цени

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

При определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са използвани отчетни данни за 2024 г. и 2025 г. и първото тримесечие на 2026 г., както и прогноза за остатъка от 2026 г. от следните източници: „Фраунхофер“ институт[1] с два доклада от 15.01.2026 г. и 05.05.2026 г. и Презентация от 31.10.2025 г. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems), IRENA[2] (International Renewable Energy Agency) с два доклада от

[1] https://www.ise.fraunhofer.de/
[2] https://www.irena.org/

2026 г. и Публикация от месец февруари 2026 г. с данни до 2030 г., както и данни от pvxchange.com[3].

В анализите на „Фраунхофер“ институт, IRENA, както и от pvxchange.com се съдържат обобщени данни за стойността и развитието на проекти от възобновяема енергия, в т.ч. за фотоволтаични и за вятърни електрически централи (ФЕЦ и ВяЕЦ) през последните години, с отчитане, както на движението на пазара по отношение на цените на основните суровини, така и на инвестиционните разходи за изграждане на нови електрически централи в страни-членки на Европейския съюз (ЕС).

Видно от данните, представени от „Фраунхофер“ институт, по отношение на инвестиционните разходи за покривни системи, е посочено, че най-ниската средна цена на фотоволтаичните модули, която е отчетена е в размер на 130 USD/kWp (151 евро/kWp). При изчисляването на тези средни стойности на инвестиционните разходи е взет предвид съответният среден курс USD/евро по данни на „Българска народна банка“ (БНБ) към 26.05.2026 г.[4].

Анализ е извършен и на данните от цитираните по-горе доклади на IRENA, които отразяват тенденциите в цените на стоките и оборудването, както и тяхното въздействие върху общите инсталирани разходи към месец май 2026 г. на база публикации и материали, отразяващи ситуацията на пазара в отделните страни членки на ЕС и страни като Китай, във връзка с изграждането на малки фотоволтаични електрически централи и наземни вятърни електрически централи.

Според тези данни, в резултат на отчетеното намаление на цените на основните суровини и технологичните подобрения от 2010 г. насам, общите инсталирани разходи са намалели с 87% за слънчева фотоволтаична енергия и с 55% за наземна вятърна енергия.

Предвид горното по отношение на изграждането на покривни системи – ФЕЦ до 30 kWp по данни от доклад на IRENA е отчетено, че цената на полисилиция е намаляла с 25% от 8-12 USD/кг. или 9-14 евро/кг. през 2024 г., на 6-9 USD/кг. или 7-10 евро/кг. през 2025 г., като за първите месеци на 2026 г. средната световна цена на полисилиция е 5-8 USD/кг. или 6-9 евро/кг., което представлява спад на цената на полисилиция за последните две години до 36%. На следващо място, подобренията в технологиите, по-голямата конкуренция между доставчиците на услуги и повишеният опит на операторите водят до спад на разходите за експлоатация и поддръжка, като част от общите разходи. Намалени са и сроковете на изпълнение, касаещи планирането, разработването и строителството, както и разходите за изграждане на ФЕЦ за малки жилищни системи – в резултат на което цените на фотоволтаичните модули варират от 146-180 USD/kWp или 169-209 евро/kWp, а за цялостни фотоволтаични системи е отчетена най-ниска стойност от 280 USD/kWp или 325 евро/kWp

По отношение на разходите за изграждане на ВяЕЦ до 30 kW на база анализите на IRENA за последните няколко години в различните държави е отчетено стабилизиране на цените, като прогнозите за 2026 г. са да останат близки до тези от 2025 г., въпреки че в международен план разликата в цените може да варира от порядъка на до 50% за една и съща мощност.

В тази връзка, средно в международен план, разходите за изграждане на ВяЕЦ варират между 428 евро/kW – 1 663 евро/kW, от които стойността на вятърните турбини е с най-голям дял (през последната година е от порядъка на 50–70%) от общите разходи.

В допълнение, следва да се има предвид, че разходите за наземни вятърни електроцентрали могат да варират за една и съща мощност в различните държави от ЕС,

[3] https://www.pvxchange.com/Preisindex

[4] изчисленията са извършени при среден курс на щатски долар към евро 1,1595 USD/EUR по данни на БНБ към 26.05.2026 г.: https://www.bnb.bg/Statistics/StExternalSector/StExchangeRates/StERForeignCurrencies/index.htm

като това се дължи на следните фактори: размер на разходите за вятърни турбини, увеличаване на коефициента на капацитета им, поради подобрения в технологията, както и в зависимост от размера на заплащането в съответната страна и цените на основните суровини, влагани в производството на съответната технология, в случая ВяЕЦ. В тази връзка, в резултат на промяна на цените на стоките (цимент, мед, желязо и стомана) в международен план е отчетено стабилизиране на цените, като в държавите в ЕС цените варират според: по-евтини пазари като България, Румъния, Полша, където са отчетени по-ниски разходи за труд и земя и по-скъпи пазари като Германия, Нидерландия, Дания, които са с по-високи: труд, разрешителни и стандарти. Поради това разпределението на разходите може да бъде за турбина - 50–70%, кула + фундамент - 15–25%, електроника (инвертори) - 5–10%, присъединяване към мрежата - 5–15%, разрешителни - 5–10%.

На следващо място, важен фактор при определянето на обоснован размер разходи за инвестиция е отчитането на напредъка в дистанционното наблюдение и изчисленията, подобряващи характеризирането на вятърните ресурси, както и разположението на турбините за минимизиране на загубите и подобряване на производителността.

Също така, по данни към м. май 2026 г. е отчетено стабилизирането на разходите за изграждане на ВяЕЦ до 30 kW спрямо предходните две години, както и вариране на цените в отделните държави с разлики от порядъка на 50%, в резултат на което е прието за обосновано прилагането на консервативен подход, при който да бъде отчетено намаление от 15% в размера на разходите за изграждане.

По отношение на разходите за изграждане на ФЕЦ е извършен анализ на данни и от друг източник, а именно – pvxchange.com, от който е видно, че при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp е отчетен ръст от 3,7% от 0,135 евро/Wp на 0,140 евро/Wp на средната нетна цена на фотоволтаичните модули за периода от месец април 2025 г. до месец април 2026 г.

Предвид гореизложеното, при отчитане тенденциите за развитие на международните пазари при изграждането на различните видове технологии в т.ч. и на ФЕЦ, следва да се има предвид, че размерът на разходите е повлиян и от разликите в разходите за труд, режима на издаване на разрешителни и различните екологични изисквания, поради което стойностите в страни като Испания, Португалия, Гърция, Полша, Германия, Франция, Австрия и Белгия варират от 550 евро/kWp до 950 евро/kWp.

На следващо място, съгласно изискването по чл. 20, ал. 2 от НРЦЕЕ при определяне на инвестиционните разходи, които формират цената на електрическата енергия за ФЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp, включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, освен международния опит, следва да се отчете и опита при изграждането на такива инсталации в страната. В тази връзка е извършен и анализ въз основа на данни от оферти[5] за изграждане на инсталации в Р България за ФЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, като в тези оферти са включени и разходи за монтаж и присъединяване. От анализа на офертните данни се установява, че към месец май 2026 г. цената за изграждане на такива инсталации в Р България е в размер на около 11 711 евро, или 390 евро/kWp, което представлява намаление с около 10% спрямо

5https://solar.vns-bg.com/shop/Solarna-fotovoltaichna-tsentrala-30KW
https://shop.chepakov.com/30kwp-samostojatelna-solarna-sistema
https://euromatica.bg/%D0%B2%D1%8A%D0%B7%D0%BE%D0%B1%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%8F%D0%B5%D0%BC%D0%B8-%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B8/30kw-Afore-Risen
https://solarenergy.bg/primeren-investitsionen-plan

данните за месец май 2025 г., когато цената е била в размер на около 12 782 евро или 432 евро/kWp.

За определяне на средногодишната производителност на ФЕЦ са взети предвид предоставените с писмо с вх. № Е-04-13-4 от 15.04.2026 г. данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), с отчетна информация за последните три години относно средногодишната продължителност на работа на ФЕЦ за Р България. Освен информацията от АУЕР, при определяне на средногодишната производителност на ФЕЦ и ВяЕЦ е отчетена и повишената ефективност, респективно производителност на инсталациите.

В допълнение, следва да се отчете и факта, че през 2025 г. в резултат на отчетените нулеви цени централите са спирали производството, поради което на годишна база е отчетено намаление в часовете на работа, което води до нереалистично ниски стойности. В тази връзка, следва да се има предвид, че тези данни не отразяват реалния обем производителност централите, което води до изкривяване на резултатите при изчисляване на преференциалните цени, тъй като технологичните подобрения през последните години са увеличили ефективността на модулите, в резултат на което за този период е отчетено увеличение на годишно часово натоварване на електрическите централи в Р България с около 12%.

Предвид горното и на база данни от операторите на електроразпределителни мрежи се приема за обоснована средногодишна продължителност на работа: на ФЕЦ в размер на 1 339 часа, при която нетното специфично производство (НСП) на електрическа енергия за една година е в размер на 1 339 kWh/kWp. При използването на модул „Crystalline silicon" с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за Р България възлиза на 1 339 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32˚, което съответства на 1 339 kWh/kWp НСП на електрическа енергия за една година, както и средни нетни пълни ефективни часове за ВяЕЦ в размер на 2 132 часа, което се равнява на 2 132 kWh/kW НСП.

В тази връзка и въз основа на анализа на описаните данни от цитираните по-горе източници за движението на пазара при определяне на размера на инвестиционните разходи с отчитане на прогнозите на IRENA за последващ спад на разходите при изграждането на съответната технология в резултат на по-ниските цени на основните съоръжения, в следствие на намалените цени на основните суровини или на запазване на ценовия им размер на нивата от 2024 г. и 2025 г., както и взетото предвид оптимизиране на производствените процеси и подобрената ефективност, водещи до намаляване на общите разходи на база данните за 2025 г. и актуалните към м. май 2026 г. данни за изграждане на такива инсталации в Р България. В допълнение следва да се има предвид, че прогнозните очаквания 30% намаление на разходите за следващите 5 години.

Предвид гореизложеното, инвестиционните разходи следва да бъдат в размер отразяващ намаление от 15% спрямо отчетените стойности на инвестициите, поради което средният размер на инвестицията за 2026 г. е:

- за малки ФЕЦ се изчислява среден размер на инвестицията от 445 евро/kWp;
- за малки ВяЕЦ се изчислява среден размер на инвестицията от 771 евро/kW.

В тази връзка, определените инвестиционни разходи за ФЕЦ до 30 kWp и за ВяЕЦ до 30 kW през 2026 г. са икономически обосновани и съответстват на пазарните тенденции в сектора на възобновяемата енергия, като отчитат динамиката на цените на суровините, респективно на оборудването, услугите и строително-монтажните дейности.

В случаите, когато се предвижда да бъдат изградени електрически централи от различни по вид ВИ (т.нар. хибридни инсталации) в един поземлен имот, а именно: с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти

към тях в урбанизирани територии, следва да се определят количествата електрическа енергия за изкупуване от всеки от тези ВИ. В тази връзка, за нуждите на изчисляването на количеството електрическа енергия по вид технология, следва да се вземе предвид мощността на всеки от използваните ВИ и определеното НСП за съответния вид ВИ.

Предвид горното, при определяне на преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ, следва да се има предвид, че тези цени не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива, взети от официални източници и отразяващи международния опит, както и придобития и изграден опит в страната. Цените са определени чрез изчисляване на настоящата стойност на паричните потоци, получени чрез осреднени необходими приходи при по-долу посочените ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници.

II. Ценообразуващи елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ:

1. Инвестиционни разходи

Размерът на инвестиционните разходи отразява всички разходи за оборудване и съоръжения, специфични инвестиционни разходи, в зависимост от технологията, включващи електрическите инсталации и инвертори, стоманени конструкции, разходи за развитие на проекта, включително идейни и технически проекти, административни разходи и такси, разходи за присъединяване на енергийния обект, както и други непланирани инвестиционни разходи.

При определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид данните на капиталовите разходи за електрическите централи от източниците посочени по-горе, за изграждане на нови електроцентрали, използващи ВИ в страни-членки на Европейския съюз, представляващи осреднени капиталови разходи.

На база изложеното в общите принципи, стойностите на инвестиционните разходи за изграждане на ФЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp, включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са определени, като е приложен основен размер на инвестицията от 445 евро/kWp и при отчитане на средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 339 часа, а по отношение на инвестиционните разходи за ВяЕЦ е определен размер на инвестицията от 771 евро/kW и средни нетни пълни ефективни часове в размер на 2 132 часа. Информация за средните нетни пълни ефективни часове за работа на електрическите централи до 30 kW, включително е предоставена от АУЕР с писмо с вх. № Е-04-13-4 от 15.04.2026 г. В тази връзка, при отчитане международния опит, както и придобития и изграден опит в страната при изграждане на подобен тип инсталации, при формиране на разходите за инвестиции за всяка технология е взет техният осреднен размер.

В допълнение, конкретно по отношение на инвестиционните разходи за изграждане на ФЕЦ е извършена съпоставка на данните от международните източници с данните в страната, от която се установява, че размерът на стойността на инвестицията за ФЕЦ от 445 евро/kWp, без ДДС е по-висок с около 14% спрямо отчетените 390 евро/kWp, без ДДС на база данни от оферти за изграждане на инсталации в Р България на ФЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp, включително. Това дава възможност на производителите на електрическа енергия от такива инсталации по-голям размер инвестиционни разходи, с които да оперират при вариант на рязък скок в цените на основните суровини, както и за нуждите на извършване на други непланирани инвестиционни разходи, което дава допълнителна стабилност при изграждането на проекти от такъв тип.

2. Инфлация

За корекция на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от ВИ за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия при образуването на цени за производители на електрическа енергия от ВИ, е приложен прогнозен процент инфлация (съгласно чл. 20, ал. 3 от НРЦЕЕ). В тази връзка, следва да се има предвид, че за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия е приложена средногодишна инфлация в размер от 2%, с което да се гарантира ценова стабилност, така че преференциалните цени да не са твърде високи или твърде ниски в дългосрочен план. Това цели осигуряване на баланс между икономическата жизнеспособност на ВЕИ проектите, предвидимост на инвестиционната среда и баланс между интересите на производители и крайни потребители.

3. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала

При определянето на преференциалните цени за задължително изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, е икономически обосновано да бъде определена еднаква целева стойност на нормата на възвръщаемост на капитала, при еднаква целева капиталова структура на собствения и привлечения капитал. В тази връзка, при реалното прилагане на определените преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Нормата на възвръщаемост е определена в съответствие с макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата в размер на 7%. Конкретната стойност е постоянна величина, действаща за нормативно определен период от време и се явява среднопретеглена за целия период на задължителното изкупуване на електрическата енергия. Следователно, и съставляващите я ценови параметри като финансовите разходи, отразени в нивото на нормата на възвръщаемост представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията, а не са определени като относими към дадена календарна година.

В тази връзка следва да се отбележи, че същите параметри на нормата на възвръщаемост са прилагани като ценообразуващ елемент при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произвеждана от всички видове ВИ и технологии, което гарантира принципа по чл. 23, ал. 1, т. 5 от ЗЕ, изискващ осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия, като отчита спецификите на енергийния сектор, инвестиционния риск, цената на финансиране и необходимостта от осигуряване на дългосрочна устойчивост на инвестициите. В допълнение, среднопретеглена норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи и произтичащи от закона задължения, и следва да се запази.

4. Средногодишна продължителност на работа на централите

За определянето на средногодишната продължителност на работа на ФЕЦ и на ВяЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-4 от 09.04.2026 г. е изискана информация от АУЕР, относно отчетните данни за средногодишната продължителност на работа на ФЕЦ и на ВяЕЦ, на база отчетените средно-ефективни стойности на работа за страната в годишен аспект, количествата произведена електрическа енергия и инсталираните мощности, с отчитане на средните нетни пълни ефективни часове в Р България за последните три години. С писмо с вх. № Е-04-13-4 от 15.04.2026 г. АУЕР е предоставила информация, като е посочила средните нетни пълни ефективни часове след приспадане на собствените нужди на база издадени гаранции за произход и на база данни от операторите на електроразпределителни мрежи.

В допълнение, следва да се отчете и факта, че през 2025 г. в резултат на отчетените нулеви цени централите са спирали, поради което на годишна база е отчетено намаление в часовете на работа, което води до нереалистично ниски стойности. В тази връзка, следва да се има предвид, че тези данни не отразяват реалния обем производителност на централите, което би довело до изкривяване на резултатите при изчисляване на преференциалните цени, тъй като технологичните подобрения през последните години са увеличили ефективността на модулите, в резултат на което за този период е отчетено увеличение на годишно часово натоварване на електрическите централи в Р България с около 12%.

В тази връзка и с отчитане на данните от операторите на електроразпределителни мрежи, както и с оглед влиянието на природния ресурс и повишената ефективност, респективно производителност на инсталациите се установяват средни нетни пълни ефективни часове за ФЕЦ в размер на 1 339 часа и за ВяЕЦ в размер на 2 132 часа.

Предвид горното, се приема за обосновано осреднено за Р България, средните нетни пълни ефективни часове за ФЕЦ да са в размер на 1 339 часа, което се равнява на 1 339 kWh/kWp НСП и за ВяЕЦ да са в размер на 2 132 часа, което се равнява на 2 132 kWh/kW НСП.

В тази връзка, за нуждите на изчисляването на НСП при хибридни инсталации, следва да се вземе предвид инсталираната мощност на всеки от използваните ВИ и размера на определеното НСП по вид ВИ, а именно:

НСП=($ИМ_1$*$НСП_1$+ $ИМ_2$*$НСП_2$+…… $ИМ_n$*$НСП_n$)/($ИМ_1$+ $ИМ_2$+…. ИМn), където:

НСП - Нетно специфично производство, в kWh/kW;

$ИМ_1$, $ИМ_2$……..$ИМ_n$ - инсталирана мощност по вид ВИ, в kW;

$НСП_1$,$НСП_2$……$НСП_n$ - Нетно специфично производство по вид ВИ, в kWh/kW.

5. Размер на експлоатационни разходи

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

Предвид факта, че преференциалната цена се определя за дългосрочен период, през който съществуват възможности за оптимизация чрез използване на бързото развитие на инженерните технологии и предприетата от собственика на централата стратегия на поддръжка, средната стойност на експлоатационните разходи следва да е в границите на минималните нива възприети от инвеститорите в световен мащаб. В резултат на това, разходите за експлоатация и поддръжка включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др. В тази връзка в годишен план разходите за поддръжка на електрическите централи с инсталирана мощност до 30 kW са в размер на средно 2,00% от инвестиционните разходи за целия период.

6. Полезен живот на активите и разходите за амортизации

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

на нова централа.

В допълнение към горното и предвид разпоредбата на чл. 31, ал. 2, т. 1 от ЗЕВИ, договорите за изкупуване на електрическа енергия, сключени между крайните снабдители и производителите, следва да бъдат в съответствие с чл. 31, ал. 3 от ЗЕВИ, като сроковете за изкупуване започват да текат от датата на въвеждане в експлоатация на енергийния обект, съответно от датата на въвеждане в експлоатация на първия етап, при поетапно въвеждане в експлоатация, а за обектите по чл. 6, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ - от датата на сключване на договор за изкупуване на електрическата енергия. За енергийни обекти, въведени в експлоатация, и инсталации, монтирани след 31 декември 2015 г., сроковете за изкупуване се намаляват със срока от тази дата до датата на въвеждането в експлоатация, съответно монтирането.

В тази връзка при определянето на преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ФЕЦ до 30 kWp и ВяЕЦ до 30 kW е определен 15-годишен амортизационен срок на активите и 10-годишен срок за изкупуване на електрическата енергия, който представлява остатъка от преференциалния такъв.

В допълнение, следва да се има предвид, че техническият живот на съоръженията е по-дълъг от срока по договорите за изкупуване на електрическа енергия, сключени между крайните снабдители и производителите по преференциални цени, което дава възможност на централата да продължи да произвежда електрическа енергия, която да реализира на свободен пазар.

III. Определяне на преференциална цена на електрическата енергия за електрически централи с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии:

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от ФЕЦ, са следните:

1. Инвестиционни разходи: в размер на 445 евро/kWp;

2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, материали и др. разходи, свързани с производствения процес: в размер на 7,45 евро/MWh;

3. Полезен живот на активите: 15 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи: 2%;

5. Средно годишната продължителност на работа за ФЕЦ е 1 339 часа, което се равнява на 1 339 kWh/kWp нетно специфично производство;

6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост: 7%.

Предвид горното, преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ФЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, са както следва:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**%**
ФЕЦ с инсталирана мощност до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**54,57**	**100,00%**

за експлоатационните разходи	7,45	13,66%
за разходи за амортизации	31,34	57,42%
за възвръщаемост	15,78	28,92%

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от ВяЕЦ, са следните:

1. Инвестиционни разходи: в размер на 771 евро/kW;

2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, материали и др. разходи, свързани с производствения процес: в размер на: 6,29 евро/MWh;

3. Полезен живот на активите: 15 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи: 2%;

5. Средно годишната продължителност на работа за ВяЕЦ е 2 132 часа, което се равнява на 2 132 kWh/kW нетно специфично производство;

6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост: 7%.

Предвид горното, преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ВяЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, са както следва:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**%**
ВяЕЦ с инсталирана мощност до 30 kW, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**54,57**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	6,29	11,52%
за разходи за амортизации	31,26	57,29%
за възвръщаемост	17,02	31,19%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА

На основание чл. 32, ал. 1 от ЗЕВИ, КЕВР е определила нови цени на електрическата енергия произведена от биомаса със свои Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г., Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г., Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г., Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г., Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г., Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г., Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. и Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г., които следва да бъдат актуализирани по реда на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ.

Във връзка с горното е направен анализ на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, въз основа на който се установи следното:

С писмо с изх. № Е-04-24-2 от 08.04.2026 г. от НСИ е изискана информация, необходима за определянето на процента на изменение на разходите за горива за транспорта и на разходите за труд и работна заплата, относно процента на тяхното изменение през 2025 г., спрямо предходната календарна година.

С писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. НСИ е предоставило информация, от която е установено следното:

- средна годишна работна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение за 2024 г. е в размер на 27 898 лв. (14 264 евро), а за 2025 г. – 31 239 лв. (15 972 евро), като процентът на изменение на работна заплата за 2024 г. спрямо предходната календарна година е 12%.

- процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2025 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 97,62 на сто, т.е. средногодишната инфлация е -2,38%.

За определяне на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса с писмо с изх. № Е-03-13-1 от 08.04.2026 г. от министъра на земеделието и храните е изискана информация, относно годишните индекси за изменение на цените на суровините за производство на електрическа енергия от биомаса за предходната календарна година. С писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. министърът на земеделието и храните е предоставил информация, от която е видно, че:

- средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за 2025 г. спрямо 2024 г. е 90,6 на сто, т.е. -9,4%.

- средният индекс на изменение за 2025 г. спрямо 2024 г. на цената на суровина от земеделието за производство на електрическа енергия от биомаса - царевица за силаж е 110,42 на сто, т.е. 10,42%, а за оборски тор е -25,41%.

Предвид горното, по отношение на групите производители на електрическа енергия, чиито електрически централи използват за основна суровина биомаса от растителни и животински субстанции, растителни отпадъци, получени от собствено земеделско производство, както и когато използваната суровина е от животински произход или от растителен произход, различна от дървесина получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, следва да бъдат актуализирани с горепосочените индекси на изменение на цените на царевица за силаж и оборски тор, предоставени от министъра на земеделието и храните.

В тази връзка и в изпълнение на чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, коефициентът отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи по ал. 2, т. 6, т. 7 и т. 8 на същата разпоредба и се определя като произведение от: 1. изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, изразено в проценти, и 2. дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти.

Съгласно чл. 22, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ коефициентът и изменението на стойността на ценообразуващите елементи се определят съгласно ЗЕВИ по следната формула:

КΔ = (Рс1* ΔИс1 + Рс2* ΔИс2 + … + Рсn* ΔИсn) + Рт*ΔИт + Ррз* ΔИрз, където:

КΔ е коефициент по чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ;

Рс1, Рс2 … Рсn – относителен дял на съответните разходи по чл. 32, ал. 2, т. 6 от ЗЕВИ от общите разходи преди дисконтиране за предходния ценови период, изразен в проценти;

Рт – относителен дял на разходите по чл. 32, ал. 2, т. 7 от ЗЕВИ от общите разходи преди дисконтиране за предходния ценови период, изразен в проценти;

Ррз – относителен дял на разходите по чл. 32, ал. 2, т. 8 от ЗЕВИ от общите разходи преди дисконтиране за предходния ценови период, изразен в проценти;

ΔИс1, ΔИс2,… ΔИсn е индекс на изменение на ценообразуващите елементи по чл.

32, ал. 2, т. 6 от ЗЕВИ, изразен в проценти;

ΔИт – индекс на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 7 от ЗЕВИ, изразен в проценти;

ΔИрз – индекс на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 8 от ЗЕВИ, изразен в проценти.“

В тази връзка, необходимите приходи за определяне на актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, се изчисляват по следната формула:

НП = КΔ*Р + В, където:

НП са необходими приходи преди дисконтиране;

Р – разходи по чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ;

КΔ – коефициент по чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ;

В – възвръщаемост.

При изчислението на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса е в размер 0,00%, когато за производството на електрическа енергия от биомаса се използват собствени индустриални отпадъци.

За групите електрически централи, които произвеждат електрическа енергия чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, следва да се има предвид, че този тип инсталации могат да използват за суровина, както дървесина, така и/или отпадна биомаса от земеделие – силаж, т.е. разходите за суровини могат да са формирани от повече от един компонент. Аналогичен е случая и за групите електрически централи, които използват като суровина царевица за силаж и оборски тор. В тази връзка в случаите, когато при изчислението на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ разходите за суровини са формирани от повече от един компонент – общият относителен дял на разходите за суровини се формира от относителния дял на всеки един от тези компоненти**.**

Прогнозните годишни разходи (ПГР), или т.нар. общи разходи по смисъла на чл. 32, ал. 5, т. 2 от ЗЕВИ, които се включват в състава на преференциалните цени са: условно-постоянни разходи (УПР) - разходи за труд и работна заплата, разходи за амортизации, разходи за ремонт и други разходи и променливи разходи (ПР) - разходи за суровини и разходи за горива за транспорт, като тези разходи, съгласно НРЦЕЕ са част от необходимите годишни приходи (НП). Последните се формират като сбор от нормата на възвръщаемост (НВ) и ПГР. В тази връзка следва да се има предвид, че възвръщаемостта на капитала е ценообразуващ елемент, който участва във формулата, заложена в НРЦЕЕ, като елемент от необходимите годишни приходи. Размерът на преференциалната цена е в пряка зависимост от получените стойности на ценообразуващите елементи, а именно: експлоатационни разходи, разходи за амортизации и възвръщаемост.

Предвид горното и при изчислението по формулата по чл. 22, ал. 3 от НРЦЕЕ: НП = КΔ*Р + В, размерът на необходимите приходи е резултат от изменените общи разходи (УПР+ПР)+Възвръщаемост (представляващи всички ценообразуващи елементи участващи в структурата на преференциалната цена). Тъй като цената се определя за дълъг период от време, стойностите на горепосочените елементи се дисконтират с диконтов фактор, съгласно съответното ценово решение на Комисията от съответната година, за конкретната група електрически централи от ВИ (арг. от чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ).

Съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., следва да се извърши актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за

производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата, а именно:

1. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.1.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.1. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство в размер на 161,31 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

КΔ = (Рс1*ΔИс1) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

-3,77%=46,33%*(-9,4%)+4,39%*(-2,38%)+5,75%*12,00%, където:

46,33% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

4,39% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

5,75% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

1.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW са в размер на 110,93 евро/MWh, или 69,34%, в т. ч.:

1.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 25,10 евро/MWh, или 15,69%;

1.1.2. Разходи за горива за транспорт, са в размер на 6,68 евро/MWh, или 4,17%;

1.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 70,41 евро/MWh, или 44,01%;

1.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 8,74 евро/MWh, или 5,47%.

1.2. Разходи за амортизации в размер на 27,78 евро/MWh, или 17,36%.

1.3. Възвръщаемост в размер на 21,28 евро/MWh, или 13,30%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 159,98 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -3,77%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената:	евро/MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена в т.ч.	**159,98**	**100,00%**
експлоатационни разходи	110,93	69,34%
разходи за амортизации	27,78	17,36%
възвръщаемост	21,28	13,30%

2. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.2.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.2. е актуализирана преференциална цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони в размер на 318,83 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

5,01%=46,28%*10,42%+4,92%*(-25,41%)+3,92%*(-2,38%)+12,73%*12,00%, където:

46,28% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

4,92% (Рс2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

-25,41% (ΔИс2) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

3,92% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

12,73% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

2.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW са в размер на 247,01 евро/MWh, или 76,43%, в т. ч.:

2.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 35,71 евро/MWh, или 11,05%;

2.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 39,65 евро/MWh, или 12,27%;

2.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 12,20 евро/MWh, или 3,77%;

2.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 159,46 евро/MWh, или 49,34%.

2.2. Разходи за амортизации в размер на 43,01 евро/MWh, или 13,31%.

2.3. Възвръщаемост в размер на 33,15 евро/MWh, или 10,26%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 323,17 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 5,01%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**323,17**	**100,00%**
експлоатационни разходи	247,01	76,43%
разходи за амортизации	43,01	13,31%
възвръщаемост	33,15	10,26%

3. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 4 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.3.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. **II.3.** е актуализирана преференциална цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони в размер на 312,17 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

5,23%=56,69%*10,42%+6,03%*(-25,41%)+4,80%*(-2,38%)+8,08%*12,00%, където:

56,69% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

6,03% (Рс2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

-25,41% (ΔИс2) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

4,80% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

8,08% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

3.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW са в размер на 266,37 евро/MWh, или 83,97%, в т. ч.:

3.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 34,13 евро/MWh, или 10,76%;

3.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 24,81 евро/MWh, или 7,82%;

3.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 14,74 евро/MWh, или 4,65%;

3.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 192,69 евро/MWh, или 60,74%.

3.2. Разходи за амортизации в размер на 28,67 евро/MWh, или 9,04%.

3.3. Възвръщаемост в размер на 22,17 евро/MWh, или 6,99%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 317,22 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 5,23%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	**317,22**	**100,00%**
експлоатационни разходи	266,37	83,97%
разходи за амортизации	28,67	9,04%
възвръщаемост	22,17	6,99%

4. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата, определена с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.4.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.4. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони в размер на 238,30 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW:

КΔ = (Рс1*ΔИс1) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

5,22%=30,84%*10,42%+3,31%*(-2,38%)+17,37%*12,00%, където:

30,84% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

3,31% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

17,37% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

4.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW са в размер на 159,06 евро/MWh, или 66,07%, в т. ч.:

4.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 38,31 евро/MWh, или 15,91%;

4.1.2. Разходи за работни заплати, в размер на 40,71 евро/MWh, или 16,91%;

4.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 7,75 евро/MWh, или 3,22%;

4.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 72,28 евро/MWh, или 30,02%.

4.2. Разходи за амортизации в размер на 46,14 евро/MWh, или 19,17%.

4.3. Възвръщаемост в размер на 35,55 евро/MWh, или 14,76%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 240,75 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 5,22%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	евро/MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**240,75**	**100,00%**
експлоатационни разходи	159,06	66,07%
разходи за амортизации	46,14	19,17%
възвръщаемост	35,55	14,76%

5. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.5. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл в размер на 185,02 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

0,30%=10,03%*(-9,4%)+6,97%*10,42%+2,00%*(-2,38%)+4,74%*12,00%, където:

10,03% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

6,97% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

2,00% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

4,74% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

5.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са в размер на 94,48 евро/MWh, или 51,05%, в т. ч.:

5.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 51,48 евро/MWh, или 27,82%;

5.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 8,59 евро/MWh, или 4,64%;

5.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 3,62 евро/MWh, или 1,95%;

5.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 30,79 евро/MWh, или 16,64%.

5.2. Разходи за амортизации в размер на 51,31 евро/MWh, или 27,72%.

5.3. Възвръщаемост в размер на 39,28 евро/MWh, или 21,22%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 185,07 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 0,30%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**185,07**	**100,00%**
експлоатационни разходи	94,48	51,05%
разходи за амортизации	51,31	27,72%
възвръщаемост	39,28	21,22%

6. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.6.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.6. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции в размер на 295,69 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

4,87%=58,95%*10,42%+6,41%*(-25,41%)+1,01%*(-2,38%)+3,15%*12,00%, където:

58,95% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

6,41% (Рс2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

-25,41% (ΔИс2) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

1,01% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

3,15% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

6.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW са в размер на 235,28 евро/MWh, или 78,81%, в т. ч.:

6.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 40,36 евро/MWh, или 13,52%;

6.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 8,83 евро/MWh, или 2,96%;

6.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 2,83 евро/MWh, или 0,95%;

6.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 183,26 евро/MWh, или 61,38%.

6.2. Разходи за амортизации в размер на 34,56 евро/MWh, или 11,58%.

6.3. Възвръщаемост в размер на 28,70 евро/MWh, или 9,61%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 298,54 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 4,87%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW		
Цена, в т.ч.	**298,54**	**100,00%**
експлоатационни разходи	235,28	78,81%
разходи за амортизации	34,56	11,58%
възвръщаемост	28,70	9,61%

7. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.7.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.7. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл в размер на 324,98 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

4,96%=53,00%*10,42%+5,73%*(-25,41%)+0,91%*(-2,38%)+7,61%*12,00%, където:

53,00% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

5,73% (Рс2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

-25,41% (ΔИс2) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

0,91% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

7,61% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

7.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са в размер на 250,18 евро/MWh, или 76,37%, в т. ч.:

7.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 47,64 евро/MWh, или 14,54%;

7.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 22,93 евро/MWh, или 7,00%;

7.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 2,73 евро/MWh, или 0,83%;

7.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 176,89 евро/MWh, или 54,00%.

7.2. Разходи за амортизации в размер на 42,24 евро/MWh, или 12,89%.

7.3. Възвръщаемост в размер на 35,17 евро/MWh, или 10,73%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 327,59 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 4,96%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	евро/MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**327,59**	**100,00%**
експлоатационни разходи	250,18	76,37%
разходи за амортизации	42,24	12,89%
възвръщаемост	35,17	10,73%

8. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.8.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.8. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл в размер на 185,42 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

0,31%=10,23%*(-9,4%)+7,11%*10,42%+2,04%*(-2,38%)+4,84%*12,00%, където:

10,23% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

7,11% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

2,04% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

4,84% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена

от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

8.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са в размер на 91,68 евро/MWh, или 49,44%, в т. ч.:

8.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 49,35 евро/MWh, или 26,61%;

8.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 30,32 евро/MWh, или 16,35%;

8.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 3,56 евро/MWh, или 1,92%;

8.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 8,46 евро/MWh, или 4,56%.

8.2. Разходи за амортизации в размер на 51,31 евро/MWh, или 27,66%.

8.3. Възвръщаемост в размер на 42,47 евро/MWh, или 22,90%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 185,45 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 0,31%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**185,45**	**100,00%**
експлоатационни разходи	91,68	49,44%
разходи за амортизации	51,31	27,66%
възвръщаемост	42,47	22,90%

9. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.9.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.9. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 107,97 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

-1,27%=25,36%*(-9,4%)+3,97%*(-2,38%)+10,07%*12,00%, където:

25,36% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

3,97% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

10,07% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

9.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW са в размер на 60,45 евро/MWh, или 56,04%, в т. ч.:

9.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 22,50 евро/MWh, или 20,86%;

9.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 3,82 евро/MWh, или 3,54%;

9.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 24,43 евро/MWh, или 22,65%;

9.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 9,70 евро/MWh, или 8,99%.

9.2. Разходи за амортизации в размер на 25,93 евро/MWh, или 24,04%.

9.3. Възвръщаемост в размер на 21,49 евро/MWh, или 19,92%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 107,86 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -1,27%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ до 5 MW		
Цена, в т.ч.	**107,86**	**100,00%**
експлоатационни разходи	60,45	56,04%
разходи за амортизации	25,93	24,04%
възвръщаемост	21,49	19,92%

10. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 28 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.10.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.10. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство, работещи с биомаса,

получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 158,51 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

-3,88%=47,72%*(-9,4%)+4,52%*(-2,38%)+5,93%*12,00%, където:

47,72% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

4,52% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

5,93% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

10.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW са в размер на 106,91 евро/MWh, или 67,80%, в т. ч.:

10.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 24,11 евро/MWh, или 15,29%;

10.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,44 евро/MWh, или 4,08%;

10.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 67,92 евро/MWh, или 43,08%;

10.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 8,44 евро/MWh, или 5,35%.

10.2. Разходи за амортизации в размер на 27,78 евро/MWh, или 17,62%.

10.3. Възвръщаемост в размер на 23,00 евро/MWh, или 14,59%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 157,69 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -3,88%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	евро/MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**157,69**	**100,00%**
експлоатационни разходи	106,91	67,80%
разходи за амортизации	27,78	17,62%
възвръщаемост	23,00	14,59%

11. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 29 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.11.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.11. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 70,78 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

0,32%=0,00%*(-9,4%)+4,85%*(-2,38%)+3,66%*12,00%, където:

0,00% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране, **тъй като тази група електрически централи ползва своите индустриални отпадъци;**

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

4,85% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

3,66% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

11.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от

прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW са в размер на 26,65 евро/MWh, или 37,65%, в т. ч.:

11.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 20,97 евро/MWh, или 29,63%;

11.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 3,24 евро/MWh, или 4,57%;

11.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 0,00 евро/MWh, или 0,00%, **поради факта, че групата електрически централи ползва своите индустриални отпадъци;**

11.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 2,44 евро/MWh, или 3,45%.

11.2. Разходи за амортизации в размер на 24,17 евро/MWh, или 34,14%.

11.3. Възвръщаемост в размер на 19,97 евро/MWh, или 28,21%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 70,79 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 0,32%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	евро/MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**70,79**	**100,00%**
експлоатационни разходи	26,65	37,65%
разходи за амортизации	24,17	34,14%
възвръщаемост	19,97	28,21%

12. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.12.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.12. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство в размер на 329,89 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

5,07%=52,95%*10,42%+5,63%*(-25,41%)+0,90%*(-2,38%)+8,36%*12,00%, където:

52,95% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

5,63% (Рс2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

-25,41% (ΔИс2) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

0,90% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

8,36% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

12.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са в размер на 255,19 евро/MWh, или 76,72%, в т. ч.:

12.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 47,64 евро/MWh, или 14,32%;

12.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 2,74 евро/MWh, или 0,82%;

12.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 179,23 евро/MWh, или 53,88%;

12.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 25,58 евро/MWh, или 7,69%.

12.2. Разходи за амортизации в размер на 42,24 евро/MWh, или 12,70%.

12.3. Възвръщаемост в размер на 35,19 евро/MWh, или 10,58%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 332,62 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 5,07%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия		
Цена, в т.ч.	**332,62**	**100,00%**
експлоатационни разходи	255,19	76,72%
разходи за амортизации	42,24	12,70%
възвръщаемост	35,19	10,58%

13. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.13.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.13. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с

инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции в размер на 316,54 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

5,09%=46,36%*10,42%+4,93%*(-25,41%)+0,78%*(-2,38%)+12,79%*12,00%, където:

46,36% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

4,93% (Рс2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

-25,41% (ΔИс2) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

0,78% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

12,79% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

13.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия са в размер на 223,46 евро/MWh, или 70,04%, в т. ч.:

13.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 34,88 евро/MWh, или 10,93%;

13.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 2,28 евро/MWh, или 0,71%;

13.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 149,11 евро/MWh, или 46,74%;

13.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 37,19 евро/MWh, или 11,66%.

13.2. Разходи за амортизации в размер на 52,23 евро/MWh, или 16,37%.

13.3. Възвръщаемост в размер на 43,35 евро/MWh, или 13,59%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 319,04 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 5,09%, и при следните

актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	евро/MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
ЕЦ до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия		
Цена, в т.ч.	**319,04**	**100,00%**
експлоатационни разходи	223,46	70,04%
разходи за амортизации	52,23	16,37%
възвръщаемост	43,35	13,59%

14. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.14.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.14. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство в размер на 206,86 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

-0,74%=20,66%*(-9,4%)+6,72%*10,42%+1,93%*(-2,38%)+4,57%*12,00%, където:

20,66% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

6,72% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

1,93% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

4,57% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена

от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

14.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл са в размер на 112,97 евро/MWh, или 54,64%, в т. ч.:

14.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 49,35 евро/MWh, или 23,87%;

14.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 51,42 евро/MWh, или 24,87%;

14.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 3,62 евро/MWh, или 1,75%;

14.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 8,59 евро/MWh, или 4,15%.

14.2. Разходи за амортизации в размер на 51,31 евро/MWh, или 24,82%.

14.3. Възвръщаемост в размер на 42,47 евро/MWh, или 20,54%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 206,75 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,74%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**206,75**	**100,00%**
експлоатационни разходи	112,97	54,64%
разходи за амортизации	51,31	24,82%
възвръщаемост	42,47	20,54%

15. Актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.15.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.15. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство в размер на 185,37 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

-0,68%=12,97%*(-9,4%)+0,00%*10,42%+2,03%*(-2,38%)+4,91%*12,00%, където:

12,97% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

0,00% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

2,03% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

4,91% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

15.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл са в размер на 91,48 евро/MWh, или 49,36%, в т. ч.:

15.1.1.Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 57,37 евро/MWh, или 30,96%;

15.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 22,22 евро/MWh, или 11,99%;

15.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 3,48 евро/MWh, или 1,88%;

15.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 8,40 евро/MWh, или 4,53%.

15.2. Разходи за амортизации в размер на 51,31 евро/MWh, или 27,68%.

15.3. Възвръщаемост в размер на 42,54 евро/MWh, или 22,95%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 185,32 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,68%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**185,32**	**100,00%**
експлоатационни разходи	91,48	49,36%
разходи за амортизации	51,31	27,68%
възвръщаемост	42,54	22,95%

16. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.16.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.16. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци в размер на 76,51 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

0,31%=0,00%*(-9,4%)+4,60%*(-2,38%)+3,48%*12,00%, където:

0,00% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране, **тъй като тази група електрически централи ползва своите индустриални отпадъци;**

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

4,60% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

3,48% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

16.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, с инсталирана мощност над 5 MW са в размер на 28,49 евро/MWh, или 37,24%, в т. ч.:

16.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 22,82 евро/MWh, или 29,82%;

16.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 0,00 евро/MWh, или 0,00%, **поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци;**

16.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 3,23 евро/MWh, или 4,23%;

16.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 2,44 евро/MWh, или 3,19%.

16.2. Разходи за амортизации в размер на 26,30 евро/MWh, или 34,37%.

16.3. Възвръщаемост в размер на 21,73 евро/MWh, или 28,40%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 76,52 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 0,31%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	евро/MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
ЕЦ с инсталирана мощност над 5 **MW**		
Цена, в т.ч.	**76,52**	**100,00%**
експлоатационни разходи	28,49	37,24%
разходи за амортизации	26,30	34,37%
възвръщаемост	21,73	28,40%

17. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.17.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.17. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 124,21 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

-1,92%=30,45%*(-9,4%)+4,77%*(-2,38%)+8,82%*12,00%, където:

30,45% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

4,77% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

8,82% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

17.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от

прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW са в размер на 70,44 евро/MWh, или 56,81%, в т. ч.:

17.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 22,33 евро/MWh, или 18,01%;

17.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 5,21 евро/MWh, или 4,20%;

17.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 33,26 евро/MWh, или 26,83%;

17.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 9,64 евро/MWh, или 7,77%.

17.2. Разходи за амортизации в размер на 25,93 евро/MWh, или 20,91%.

17.3. Възвръщаемост в размер на 27,62 евро/MWh, или 22,28%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 123,98 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -1,92%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
***ЕЦ до 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**123,98**	**100,00%**
експлоатационни разходи	70,44	56,81%
разходи за амортизации	25,93	20,91%
възвръщаемост	27,62	22,28%

18. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 17 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.18.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.18. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 161,40 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

-3,87%=47,60%*(-9,4%)+4,51%*(-2,38%)+5,91%*12,00%, където:

47,60% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

4,51% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

5,91% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

18.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW са в размер на 103,27 евро/MWh, или 64,31%, в т. ч.:

18.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 20,70 евро/MWh, или 12,89%;

18.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,42 евро/MWh, или 4,00%;

18.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 67,74 евро/MWh, или 42,18%;

18.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 8,41 евро/MWh, или 5,24%.

18.2. Разходи за амортизации в размер на 27,78 евро/MWh, или 17,30%.

18.3. Възвръщаемост в размер на 29,54 евро/MWh, или 18,39%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 160,59 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -3,87%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ до 5* MW, *с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**160,59**	**100,00%**
експлоатационни разходи	103,27	64,31%
разходи за амортизации	27,78	17,30%
възвръщаемост	29,54	18,39%

19. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 18 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.19.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.19. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 76,49 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

0,31%=0,00%*(-9,4%)+4,59%*(-2,38%)+3,46%*12,00%, където:

0,00% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране, **тъй като тази група електрически централи ползва своите индустриални отпадъци;**

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

4,59% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

3,46% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

19.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW са в размер на 28,47 евро/MWh, или 37,22%, в т. ч.:

19.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 22,82 евро/MWh, или 29,83%;

19.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 3,22 евро/MWh, или 4,21%;

19.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 0,00 евро/MWh, или 0,00%, **поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци;**

19.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 2,43 евро/MWh, или 3,18%.

19.2. Разходи за амортизации в размер на 26,30 евро/MWh, или 34,38%.

19.3. Възвръщаемост в размер на 21,73 евро/MWh, или 28,40%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 76,50 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 0,31%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	евро/MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**76,50**	**100,00%**
експлоатационни разходи	28,47	37,22%
разходи за амортизации	26,30	34,38%
възвръщаемост	21,73	28,40%

20. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.20.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.20. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции в размер на 317,89 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

5,15%=55,09%*10,42%+5,99%*(-25,41%)+0,94%*(-2,38%)+7,93%*12,00%, където:

55,09% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

5,99% (Рс2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

-25,41% (ΔИс2) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

0,94% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

7,93% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

20.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са в размер на 261,30 евро/MWh, или 81,49%, в т. ч.:

20.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 56,54 евро/MWh, или 17,63%;

20.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 2,76 евро/MWh, или 0,86%;

20.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 178,79 евро/MWh, или 55,76%;

20.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 23,21 евро/MWh, или 7,24%.

20.2. Разходи за амортизации в размер на 28,49 евро/MWh, или 8,89%.

20.3. Възвръщаемост в размер на 30,86 евро/MWh, или 9,62%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 320,65 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 5,15%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ над 0,150 до 1 MW		
Цена, в т.ч.	**320,65**	**100,00%**
експлоатационни разходи	261,30	81,49%
разходи за амортизации	28,49	8,89%
възвръщаемост	30,86	9,62%

21. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.21.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.21. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл в размер на 201,76 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

-0,64%=12,18%*(-9,4%)+0,00%*10,42%+1,91%*(-2,38%)+4,61%*12,00%, където:

12,18% (Рс1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

-9,4% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

0,00% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

1,91% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

4,61% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

21.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл са в размер на 95,68 евро/MWh, или 47,43%, в т. ч.:

21.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 61,95 евро/MWh, или 30,71%;

21.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 21,98 евро/MWh, или 10,90%;

21.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 3,44 евро/MWh, или 1,71%;

21.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 8,31 евро/MWh, или 4,12%.

21.2. Разходи за амортизации в размер на 51,31 евро/MWh, или 25,43%.

21.3. Възвръщаемост в размер на 54,74 евро/MWh, или 27,14%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 201,72 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,64%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	**евро/MWh (без ДДС)**	**Относителен дял, в %**
ЕЦ с инсталирана мощност до 5* MW, *с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**201,72**	**100,00%**
експлоатационни разходи	95,68	47,43%
разходи за амортизации	51,31	25,43%
възвръщаемост	54,74	27,14%

22. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия определена с Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2 и последно актуализирана с Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.22.

С Решение № Ц-23 от 30.06.2025 г. на КЕВР, в частта по т. II.22. е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в

урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони в размер на 299,44 евро/MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW е:

КΔ = (Рс1*ΔИс1+Рс2*ΔИс2) + Рт*ΔИт + Ррз*ΔИрз, или

4,83%=55,89%*10,42%+7,46%*(-25,41%)+5,39%*(-2,38%)+8,57%*12,00%, където:

55,89% (Рс1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

10,42% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

7,46% (Рс2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

-25,41% (ΔИс2) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието и храните, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 30.04.2026 г. на КЕВР;

5,39% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-2,38% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР;

8,57% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

12,00% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-2 от 28.04.2026 г. на КЕВР.

Предвид горното, и при съобразяване на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

22.1. Експлоатационни разходи (актуализирани) за групата електрически централи, с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW са в размер на 260,37 евро/MWh, или 85,48%, в т. ч.:

22.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 31,07 евро/MWh, или 10,20%;

22.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 25,43 евро/MWh, или 8,35%;

22.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 15,99 евро/MWh, или 5,25%;

22.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 187,88 евро/MWh, или 61,68%.

22.2. Разходи за амортизации в размер на 25,56 евро/MWh, или 8,39%.

22.3. Възвръщаемост в размер на 18,67 евро/MWh, или 6,13%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 304,60 евро/MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 4,83%, и при следните актуализирани стойности на ценообразуващите елементи:

Цена и елементи на цената	евро/MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW		
Цена, в т.ч.	**304,60**	**100,00%**
експлоатационни разходи	260,37	85,48%
разходи за амортизации	25,56	8,39%
възвръщаемост	18,67	6,13%

ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.

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 фючърсните и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни 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 фючърсните 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[6] (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)[7]
1	Q3 2026	122,25
2	Q4 2026	137,15
I	***H2 2026***	***129,70***
1	Q1 2027	130,71
2	Q2 2027	83,64
II	***H1 2027***	***107,18***
III	**Средна цена за периода**	**118,44**

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

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

[7] *Данните са към 22.05.2026 г.*

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 за производители на електрическа енергия произведена от възобновяеми източници, са както следва:

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „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-централа 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 (р.2/р.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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**70,29 евро/MWh**

2. 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 (р.2/р.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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**115,66 евро/MWh**

3. 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 (р.2/р.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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**130,79 евро/MWh**

4. 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-14 от 30.06.2023 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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.1*р.2)**	**115,78 евро/MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на § 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 на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 70,29 евро/MWh;

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

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

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

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕМИИ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. по § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Предвид определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена, за енергийни обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW и определената за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, премиите са както следва:

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
1	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:		
1.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	108,95	-21,84
1.2.	Среднонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	91,36	-39,43
1.3.	Високонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	87,52	-43,27
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	129,60	-1,19
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	57,51	-73,28
1.6.	ВтЕЦ работещи до 2250 часа	96,27	-19,39
1.7.	ВтЕЦ работещи над 2250 часа	88,43	-27,23
1.8.	ВтЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	75,97	-39,69
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	357,45	287,16

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	129,22	13,44
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	147,27	31,49
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	85,66	-30,12
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5MW	95,35	-20,43
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	203,49	87,71
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	154,78	39,00
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	130,88	15,10
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	125,80	10,02
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	69,97	-45,81
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	61,66	-54,12
1.20.	ЕЦ над 5 MW за производство на електрическа енергия чрез директно използване на биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др.	111,77	-4,01

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
2.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:		
2.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	113,93	-16,86
2.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kWдо 10 000 kW	95,55	-35,24
2.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	91,54	-39,25
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	135,52	4,73
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	57,32	-73,47
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	97,66	-18,00
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	88,48	-27,18
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	70,08	-45,58

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	298,48	228,19
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	248,28	177,99
2.11.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW	123,98	8,20
2.12.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл	160,59	44,81
2.13.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW	76,50	-39,28
2.14.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	106,18	-9,60
2.15.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	100,65	-15,13

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
2.16.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	320,65	204,87
2.17.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	183,08	67,30
2.18.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	188,84	73,06
2.19.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	129,37	13,59
2.20.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	124,68	8,90
2.21.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	67,52	-48,26
2.22.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	60,98	-54,80
3.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР:		

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
3.1.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл	203,47	87,69
3.2.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл	201,72	85,94
3.3.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл	198,40	82,62
3.4.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл	217,78	102,00
4.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР:		
4.1.	Нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	98,86	-31,93

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	83,18	-47,61
4.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kWдо 10 000 kW	79,77	-51,02
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	117,25	-13,54
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	50,18	-80,61
4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	53,39	-62,27
4.7.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	161,62	91,33
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	121,20	50,91
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	120,80	50,51

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	119,69	3,91
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	115,62	-0,16
4.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	61,43	-54,35
4.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	56,16	-59,62
4.14.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	141,39	25,61
4.15.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл	151,20	35,42

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	76,52	-39,26
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	100,89	-14,89
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	95,89	-19,89
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	245,16	129,38
4.20.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	235,29	119,51
4.21.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	209,68	93,90
4.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	242,13	126,35

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.23.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	190,10	74,32
4.24.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	185,32	69,54
4.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	185,02	69,24
4.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомасса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	201,73	85,95
5.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР:		

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
5.1.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	105,50	35,21
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	87,62	17,33
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	86,84	16,55
6.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР:		
6.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	98,87	-31,92
6.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	123,89	-6,90
6.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	83,19	-47,60

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	79,78	-51,01
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	117,26	-13,53
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	50,18	-80,61
6.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	77,40	-38,26
6.8.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	53,77	-61,89
6.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	100,51	30,22
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	90,14	19,85
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	81,91	11,62
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	109,37	-6,41

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	105,49	-10,29
6.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	53,76	-62,02
6.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	45,59	-70,19
6.16.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	107,86	-7,92
6.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	157,69	41,91
6.18.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	70,79	-44,99

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	90,48	-25,30
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	84,10	-31,68
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	319,04	203,26
6.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	221,97	106,19
6.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	198,14	82,36
6.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	332,62	216,84

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.25.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	178,60	62,82
6.26.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	206,75	90,97
6.27.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	172,53	56,75
6.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	191,10	75,32
7.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР:		

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	96,79	-34,00
7.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	121,14	-9,65
7.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	81,37	-49,42
7.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	77,90	-52,89
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	114,72	-16,07
7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	47,90	-82,89
7.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	59,81	-55,85
7.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	48,85	-66,81
7.9.	ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	42,52	-73,14

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	73,97	3,68
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	68,53	-1,76
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	67,16	-3,13
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	109,37	-6,41
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	105,49	-10,29
7.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	53,76	-62,02
7.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	45,59	-70,19

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	128,24	12,46
7.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	142,38	26,60
7.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	113,92	-1,86
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	90,48	-25,30
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	84,10	-31,68
7.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	231,68	115,90

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	221,97	106,19
7.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	298,54	182,76
7.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	327,59	211,81
7.26.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	179,06	63,28
7.27.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	185,45	69,67

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	172,99	57,21
7.29.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	191,56	75,78
7.30.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство	199,20	83,42
8.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР:		
8.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	91,80	-23,98

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
8.2.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци,прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	80,72	-35,06
8.3.	Електрически централи с инсталирана мощност от 200 kW до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	158,85	43,07
8.4.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	185,07	69,29
8.5.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	151,80	36,02
8.6.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	171,14	55,36

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
9.	Премии във връзка с актуализирани цени по Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР:		
9.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 500 часа.	323,17	207,39
9.2.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 500 часа.	317,22	201,44
9.3.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 200 часа.	240,75	124,97

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
10.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР:		
10.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.	192,64	76,86
10.2.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.	304,60	188,82
10.3.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 000 h.	178,47	62,69

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в евро/MWh, без ДДС	Размер на премия, в евро/MWh, без ДДС
1	2	3	4
11.	Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР:		
11.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	159,98	44,20
12.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР:		
12.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи до 2 250 часа	76,03	-39,63
13.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-18 от 18.06.2021 г. на КЕВР:		
13.1.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW	62,63	-53,03
14.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-9 от 19.05.2023 г. на КЕВР:		
14.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи над 2 250 часа	67,85	-47,81

[TLP-AMBER]
Ниво -2

15. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 07.11.2011 г. на КЕВР:

[TLP-…..]
Ниво ..

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
15.1.	*Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	113,93		110,72	-20,07	104,29	-26,50	97,87	-32,92	91,44	-39,35	85,01	-45,78	78,59	-52,20	72,16	-58,63	65,74	-65,05	59,31	-71,48	52,88	-77,91
15.2.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	95,55		92,91	-37,88	87,63	-43,16	82,36	-48,43	77,08	-53,71	71,81	-58,98	66,53	-64,26	61,25	-69,54	55,98	-74,81	50,70	-80,09	45,43	-85,36
15.3.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	91,54		89,03	-41,76	84,01	-46,78	78,98	-51,81	73,95	-56,84	68,93	-61,86	63,90	-66,89	58,88	-71,91	53,85	-76,94	48,82	-81,97	43,80	-86,99
15.4.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																					
	135,52		131,63	0,84	123,86	-6,93	116,08	-14,71	108,30	-22,49	100,53	-30,26	92,75	-38,04	84,97	-45,82	77,19	-53,60	69,42	-61,37	61,64	-69,15
15.5.	*Микро ВЕЦ с помпи*																					
	57,32		55,79	-75,00	52,74	-78,05	49,69	-81,10	46,64	-84,15	43,59	-87,20	40,54	-90,25	37,49	-93,30	34,44	-96,35	31,39	-99,40	28,34	-102,45
15.6.	*Вятърни електрически централи до 2 250 часа*																					
	97,66		95,70	-19,96	91,80	-23,86	87,90	-27,76	83,99	-31,67	80,08	-35,58	76,18	-39,48	72,27	-43,39	68,37	-47,29	64,46	-51,20	60,56	-55,10
15.7.	*Вятърни електрически централи над 2 250 часа*																					
	88,48		86,74	-28,92	83,26	-32,40	79,78	-35,88	76,29	-39,37	72,81	-42,85	69,33	-46,33	65,85	-49,81	62,37	-53,29	58,89	-56,77	55,40	-60,26
15.8.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																					
	70,08		69,02	-46,64	66,91	-48,75	64,80	-50,86	62,68	-52,98	60,57	-55,09	58,46	-57,20	56,35	-59,31	54,24	-61,42	52,13	-63,53	50,01	-65,65
15.9.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади*																					
	298,48		291,06	220,77	276,24	205,95	261,41	191,12	246,59	176,30	231,76	161,47	216,94	146,65	202,11	131,82	187,28	116,99	172,46	102,17	157,63	87,34
15.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp*																					
	248,28		242,18	171,89	229,99	159,70	217,80	147,51	205,60	135,31	193,40	123,11	181,21	110,92	169,01	98,72	156,81	86,52	144,62	74,33	132,42	62,13
15.11.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	130,64	123,98	116,80	1,02	109,68	-6,10	102,63	-13,15	95,68	-20,10	88,87	-26,91	82,22	-33,56	75,80	-39,98	69,69	-46,09	64,02	-51,76	61,41	-54,37

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
15.12.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	144,26	160,59	153,41	37,63	146,30	30,52	139,29	23,51	132,38	16,60	125,61	9,83	118,99	3,21	112,57	-3,21	106,40	-9,38	100,54	-15,24	97,75	-18,03
15.13.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	116,17	76,50	69,43	-46,35	62,36	-53,42	55,29	-60,49	48,23	-67,55	41,17	-74,61	34,13	-81,65	27,11	-88,67	20,14	-95,64	13,31	-102,47	10,05	-105,73
15.14.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																					
	207,39	320,65	310,44	194,66	300,34	184,56	290,38	174,60	280,56	164,78	270,91	155,13	261,46	145,68	252,22	136,44	243,23	127,45	234,54	118,76	230,31	114,53
15.15.	*Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																					
	129,37		127,49	11,71	123,71	7,93	119,94	4,16	116,17	0,39	112,39	-3,39	108,61	-7,17	104,84	-10,94	101,07	-14,71	97,29	-18,49	93,52	-22,26
15.16.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																					
	124,68		122,91	7,13	119,39	3,61	115,86	0,08	112,33	-3,45	108,80	-6,98	105,27	-10,51	101,74	-14,04	98,21	-17,57	94,68	-21,10	91,15	-24,63
15.17.	*Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци*																					
	67,52		66,33	-49,45	63,96	-51,82	61,60	-54,18	59,23	-56,55	56,86	-58,92	54,49	-61,29	52,12	-63,66	49,75	-66,03	47,39	-68,39	45,02	-70,76
15.18.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци*																					
	60,98		60,05	-55,73	58,19	-57,59	56,33	-59,45	54,47	-61,31	52,61	-63,17	50,74	-65,04	48,88	-66,90	47,02	-68,76	45,16	-70,62	43,30	-72,48
15.19.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																					
	219,56	201,72	185,08	69,30	168,47	52,69	151,91	36,13	135,41	19,63	118,99	3,21	102,72	-13,06	86,68	-29,10	71,07	-44,71	56,34	-59,44	49,65	-66,13

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията															
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
15.1.	*Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW*																	
	99,72	106,18	104,63	-11,15	103,07	-12,71	101,52	-14,26	99,96	-15,82	98,41	-17,37	96,85	-18,93	95,29	-20,49	93,74	-22,04
15.2.	*Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW*																	
	95,10	100,65	99,10	-16,68	97,55	-18,23	96,00	-19,78	94,45	-21,33	92,91	-22,87	91,36	-24,42	89,81	-25,97	88,26	-27,52
15.3.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	171,38	183,08	180,13	64,35	177,17	61,39	174,21	58,43	171,25	55,47	168,30	52,52	165,34	49,56	162,38	46,60	159,42	43,64
15.4.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия*																	
	178,24	188,84	185,52	69,74	182,21	66,43	178,89	63,11	175,57	59,79	172,26	56,48	168,94	53,16	165,62	49,84	162,30	46,52
15.5.	*Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл*																	
	199,79	203,47	198,11	82,33	192,75	76,97	187,39	71,61	182,04	66,26	176,68	60,90	171,32	55,54	165,97	50,19	160,61	44,83
15.6.	*Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл*																	
	194,52	198,40	193,13	77,35	187,86	72,08	182,59	66,81	177,33	61,55	172,05	56,27	166,78	51,00	161,52	45,74	156,25	40,47
15.7.	*Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл*																	
	214,29	217,78	211,48	95,70	205,18	89,40	198,87	83,09	192,57	76,79	186,26	70,48	179,95	64,17	173,65	57,87	167,35	51,57

16. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-019 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.1.	*Нисконапорни деривационни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	98,86		96,40	-34,39	91,49	-39,30	86,58	-44,21	81,67	-49,12	76,76	-54,03	71,85	-58,94	66,93	-63,86	62,02	-68,77	57,11	-73,68
16.2.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	83,18		81,17	-49,62	77,13	-53,66	73,10	-57,69	69,07	-61,72	65,04	-65,75	61,01	-69,78	56,97	-73,82	52,94	-77,85	48,91	-81,88
16.3.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	79,77		77,84	-52,95	74,00	-56,79	70,16	-60,63	66,32	-64,47	62,48	-68,31	58,64	-72,15	54,80	-75,99	50,96	-79,83	47,12	-83,67
16.4.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW*																			
	117,25		114,28	-16,51	108,34	-22,45	102,40	-28,39	96,46	-34,33	90,51	-40,28	84,57	-46,22	78,63	-52,16	72,69	-58,10	66,74	-64,05
16.5.	*Микро ВЕЦ с помпи*																			
	50,18		49,02	-81,77	46,69	-84,10	44,35	-86,44	42,02	-88,77	39,69	-91,10	37,37	-93,42	35,03	-95,76	32,70	-98,09	30,37	-100,42
16.6.	*Вятърни електрически централи до 2 250 часа*																			
	76,03		74,80	-40,86	72,31	-43,35	69,83	-45,83	67,34	-48,32	64,86	-50,80	62,37	-53,29	59,89	-55,77	57,40	-58,26	54,92	-60,74
16.7.	*Вятърни електрически централи над 2 250 часа*																			
	67,85		66,77	-48,89	64,61	-51,05	62,45	-53,21	60,29	-55,37	58,13	-57,53	55,97	-59,69	53,80	-61,86	51,64	-64,02	49,48	-66,18
16.8.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																			
	53,39		52,78	-62,88	51,54	-64,12	50,30	-65,36	49,06	-66,60	47,83	-67,83	46,59	-69,07	45,35	-70,31	44,11	-71,55	42,88	-72,78
16.9.	*ФЕЦ с обща инсталирана мощност над 200 до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии*																			
	161,62		158,35	88,06	151,79	81,50	145,22	74,93	138,66	68,37	132,10	61,81	125,54	55,25	118,98	48,69	112,42	42,13	105,86	35,57
16.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																			
	121,20		118,83	48,54	114,09	43,80	109,35	39,06	104,61	34,32	99,87	29,58	95,12	24,83	90,38	20,09	85,64	15,35	80,90	10,61
16.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																			
	120,80		118,44	48,15	113,72	43,43	108,99	38,70	104,27	33,98	99,54	29,25	94,82	24,53	90,09	19,80	85,37	15,08	80,65	10,36

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.12.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	119,69		118,29	2,51	115,48	-0,30	112,67	-3,11	109,87	-5,91	107,06	-8,72	104,26	-11,52	101,45	-14,33	98,65	-17,13	95,84	-19,94
16.13.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	115,62		114,31	-1,47	111,69	-4,09	109,06	-6,72	106,44	-9,34	103,82	-11,96	101,19	-14,59	98,57	-17,21	95,94	-19,84	93,32	-22,46
16.14.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	61,43		60,55	-55,23	58,79	-56,99	57,03	-58,75	55,27	-60,51	53,51	-62,27	51,75	-64,03	49,99	-65,79	48,23	-67,55	46,47	-69,31
16.15.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	56,16		55,46	-60,32	54,08	-61,70	52,71	-63,07	51,33	-64,45	49,95	-65,83	48,57	-67,21	47,19	-68,59	45,81	-69,97	44,44	-71,34
16.16.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																			
	118,82	76,52	69,45	-46,33	62,38	-53,40	55,32	-60,46	48,26	-67,52	41,21	-74,57	34,18	-81,60	27,17	-88,61	20,23	-95,55	13,45	-102,33
16.17.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																			
	205,01	185,32	170,39	54,61	155,50	39,72	140,66	24,88	125,89	10,11	111,23	-4,55	96,74	-19,04	82,51	-33,27	68,76	-47,02	55,96	-59,82

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.1.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	136,5507227	141,3926568	139,19	23,41	136,99	21,21	134,79	19,01	132,58	16,80	130,38	14,60	128,18	12,40	125,98	10,20	123,77	7,99
16.2.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл*																	
	146,89	151,20	148,47	32,69	145,74	29,96	143,01	27,23	140,28	24,50	137,55	21,77	134,81	19,03	132,08	16,30	129,35	13,57
16.3.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури*																	
	98,32	100,89	99,73	-16,05	98,57	-17,21	97,42	-18,36	96,26	-19,52	95,11	-20,67	93,94	-21,84	92,79	-22,99	91,63	-24,15
16.4.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури*																	
	93,49	95,89	94,74	-21,04	93,59	-22,19	92,44	-23,34	91,28	-24,50	90,13	-25,65	88,98	-26,80	87,82	-27,96	86,67	-29,11
16.5.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	241,65	245,16	241,44	125,66	237,71	121,93	233,99	118,21	230,27	114,49	226,54	110,76	222,82	107,04	219,09	103,31	215,37	99,59
16.6.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	231,18	235,29	232,01	116,23	228,72	112,94	225,44	109,66	222,15	106,37	218,87	103,09	215,59	99,81	212,30	96,52	209,02	93,24
16.7.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	205,88	209,68	206,83	91,05	203,98	88,20	201,13	85,35	198,28	82,50	195,44	79,66	192,59	76,81	189,75	73,97	186,90	71,12
16.8.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия*																	
	238,15	242,13	238,53	122,75	234,93	119,15	231,33	115,55	227,73	111,95	224,14	108,36	220,54	104,76	216,94	101,16	213,34	97,56
16.9.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл*																	
	188,09	190,10	186,12	70,34	182,13	66,35	178,14	62,36	174,16	58,38	170,18	54,40	166,19	50,41	162,21	46,43	158,22	42,44
16.10.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл*																	
	183,03	185,02	181,10	65,32	177,18	61,40	173,27	57,49	169,34	53,56	165,43	49,65	161,51	45,73	157,59	41,81	153,67	37,89
16.11.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомасса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл*																	
	199,95	201,73	197,04	81,26	192,35	76,57	187,67	71,89	182,98	67,20	178,29	62,51	173,60	57,82	168,92	53,14	164,23	48,45

17. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-28 от 29.08.2012 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС																	
		процент на безвъзмездното финансиране																	
		до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
		Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.1.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади*																		
	105,50	103,49	33,20	99,45	29,16	95,41	25,12	91,38	21,09	87,34	17,05	83,30	13,01	79,27	8,98	75,24	4,95	71,20	0,91
17.2.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																		
	87,62	86,00	15,71	82,77	12,48	79,54	9,25	76,31	6,02	73,08	2,79	69,85	-0,44	66,62	-3,67	63,38	-6,91	60,15	-10,14
17.3.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																		
	86,84	85,25	14,96	82,05	11,76	78,85	8,56	75,66	5,37	72,46	2,17	69,26	-1,03	66,07	-4,22	62,87	-7,42	59,67	-10,62

18. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-20 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.1.	*Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	98,87		93,96	-36,83	89,05	-41,74	84,14	-46,65	79,23	-51,56	74,32	-56,47	69,40	-61,39	64,49	-66,30	59,58	-71,21
18.2.	*Нисконапорни руслови ВЕЦс годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	123,89		117,70	-13,09	111,52	-19,27	105,34	-25,45	99,15	-31,64	92,97	-37,82	86,78	-44,01	80,60	-50,19	74,41	-56,38
18.3.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра ис инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	83,19		79,16	-51,63	75,13	-55,66	71,10	-59,69	67,07	-63,72	63,03	-67,76	59,00	-71,79	54,97	-75,82	50,93	-79,86

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.4.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	79,78		75,94	-54,85	72,10	-58,69	68,26	-62,53	64,42	-66,37	60,58	-70,21	56,74	-74,05	52,90	-77,89	49,05	-81,74
18.5.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																	
	117,26		111,32	-19,47	105,38	-25,41	99,44	-31,35	93,49	-37,30	87,55	-43,24	81,61	-49,18	75,66	-55,13	69,72	-61,07
18.6.	*Микро ВЕЦ с помпи*																	
	50,18		47,86	-82,93	45,54	-85,25	43,21	-87,58	40,89	-89,90	38,56	-92,23	36,24	-94,55	33,91	-96,88	31,59	-99,20
18.7.	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW*																	
	77,40		75,11	-40,55	72,82	-42,84	70,53	-45,13	68,23	-47,43	65,94	-49,72	63,65	-52,01	61,36	-54,30	59,06	-56,60
18.8.	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW*																	
	62,63		60,76	-54,90	58,88	-56,78	57,00	-58,66	55,13	-60,53	53,26	-62,40	51,38	-64,28	49,50	-66,16	47,63	-68,03
18.9.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																	
	53,77		52,53	-63,13	51,29	-64,37	50,06	-65,60	48,82	-66,84	47,58	-68,08	46,34	-69,32	45,10	-70,56	43,86	-71,80
18.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади*																	
	100,51		96,44	26,15	92,38	22,09	88,31	18,02	84,25	13,96	80,18	9,89	76,12	5,83	72,05	1,76	67,98	-2,31
18.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																	
	90,14		86,50	16,21	82,86	12,57	79,22	8,93	75,59	5,30	71,95	1,66	68,31	-1,98	64,68	-5,61	61,04	-9,25
18.12.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																	
	81,91		78,66	8,37	75,40	5,11	72,15	1,86	68,89	-1,40	65,64	-4,65	62,39	-7,90	59,13	-11,16	55,88	-14,41
18.13.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																	
	105,49		102,99	-12,79	100,50	-15,28	98,01	-17,77	95,52	-20,26	93,02	-22,76	90,53	-25,25	88,04	-27,74	85,54	-30,24
18.14.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	127,65	107,86	101,23	-14,55	94,65	-21,13	88,15	-27,63	81,75	-34,03	75,49	-40,29	69,39	-46,39	63,54	-52,24	58,04	-57,74

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.15.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса,получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	141,83	157,69	150,82	35,04	144,03	28,25	137,32	21,54	130,72	14,94	124,25	8,47	117,93	2,15	111,80	-3,98	105,90	-9,88
18.16.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	113,36	70,79	64,29	-51,49	57,80	-57,98	51,31	-64,47	44,83	-70,95	38,35	-77,43	31,89	-83,89	25,46	-90,32	19,09	-96,69
18.17.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса отрастителни и животински субстанции*																	
	228,77	332,62	321,56	205,78	310,63	194,85	299,85	184,07	289,23	173,45	278,82	163,04	268,62	152,84	258,67	142,89	249,03	133,25
18.18.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	231,68	319,04	307,49	191,71	296,09	180,31	284,86	169,08	273,84	158,06	263,04	147,26	252,51	136,73	242,29	126,51	232,44	116,66
18.19.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																	
	197,89	206,75	192,84	77,06	179,01	63,23	165,27	49,49	151,65	35,87	138,20	22,42	124,97	9,19	112,07	-3,71	99,65	-16,13
18.20.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури*																	
	90,48		89,13	-26,65	87,79	-27,99	86,44	-29,34	85,10	-30,68	83,75	-32,03	82,41	-33,37	81,07	-34,71	79,72	-36,06
18.21.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури*																	
	84,10		82,75	-33,03	81,41	-34,37	80,06	-35,72	78,71	-37,07	77,37	-38,41	76,02	-39,76	74,68	-41,10	73,33	-42,45
18.22.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	221,97		218,77	102,99	215,57	99,79	212,38	96,60	209,17	93,39	205,98	90,20	202,78	87,00	199,58	83,80	196,39	80,61
18.23.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	198,14		195,27	79,49	192,40	76,62	189,54	73,76	186,67	70,89	183,80	68,02	180,93	65,15	178,06	62,28	175,19	59,41
18.24.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																	
	109,37		106,70	-9,08	104,03	-11,75	101,37	-14,41	98,70	-17,08	96,04	-19,74	93,37	-22,41	90,71	-25,07	88,04	-27,74

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.25.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																	
	53,76		51,92	-63,86	50,08	-65,70	48,24	-67,54	46,39	-69,39	44,55	-71,23	42,71	-73,07	40,87	-74,91	39,03	-76,75
18.26.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																	
	45,59		44,12	-71,66	42,66	-73,12	41,19	-74,59	39,73	-76,05	38,27	-77,51	36,80	-78,98	35,34	-80,44	33,88	-81,90
18.27.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса,получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																	
	178,60		175,05	59,27	171,50	55,72	167,95	52,17	164,40	48,62	160,85	45,07	157,29	41,51	153,74	37,96	150,19	34,41
18.28.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																	
	172,53		168,78	53,00	165,02	49,24	161,27	45,49	157,51	41,73	153,76	37,98	150,00	34,22	146,24	30,46	142,49	26,71
18.29.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																	
	191,10		186,91	71,13	182,72	66,94	178,53	62,75	174,34	58,56	170,15	54,37	165,96	50,18	161,76	45,98	157,57	41,79

19. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-14 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.1.	*Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	96,79		94,38	-36,41	89,58	-41,21	84,77	-46,02	79,96	-50,83	75,15	-55,64	70,35	-60,44	65,54	-65,25	60,73	-70,06	55,93	-74,86

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.2.	*Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW*																			
	121,14		118,11	-12,68	112,06	-18,73	106,02	-24,77	99,97	-30,82	93,92	-36,87	87,88	-42,91	81,83	-48,96	75,78	-55,01	69,74	-61,05
19.3.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	81,37		79,39	-51,40	75,45	-55,34	71,51	-59,28	67,56	-63,23	63,62	-67,17	59,68	-71,11	55,73	-75,06	51,79	-79,00	47,85	-82,94
19.4.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	77,90		76,02	-54,77	72,28	-58,51	68,52	-62,27	64,78	-66,01	61,02	-69,77	57,27	-73,52	53,52	-77,27	49,77	-81,02	46,02	-84,77
19.5.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																			
	114,72		111,81	-18,98	106,00	-24,79	100,18	-30,61	94,37	-36,42	88,56	-42,23	82,74	-48,05	76,92	-53,87	71,11	-59,68	65,30	-65,49
19.6.	*Микро ВЕЦ с помпи*																			
	47,90		46,79	-84,00	44,57	-86,22	42,36	-88,43	40,14	-90,65	37,92	-92,87	35,70	-95,09	33,48	-97,31	31,26	-99,53	29,04	-101,75
19.7.	*ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW*																			
	59,81		58,93	-56,73	57,16	-58,50	55,39	-60,27	53,61	-62,05	51,84	-63,82	50,07	-65,59	48,30	-67,36	46,53	-69,13	44,75	-70,91
19.8.	*ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW*																			
	48,85		47,82	-67,84	46,35	-69,31	44,89	-70,77	43,43	-72,23	41,97	-73,69	40,50	-75,16	39,04	-76,62	37,57	-78,09	36,11	-79,55
19.9.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																			
	42,52		42,03	-73,63	41,05	-74,61	40,08	-75,58	39,10	-76,56	38,12	-77,54	37,14	-78,52	36,16	-79,50	35,18	-80,48	34,21	-81,45

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.10.	*Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии*																			
	73,97		66,58	-3,71	59,18	-11,11	51,78	-18,51	44,39	-25,90	36,99	-33,30	29,59	-40,70	22,19	-48,10	14,80	-55,49	7,40	-62,89
19.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																			
	68,53		67,15	-3,14	64,39	-5,90	61,62	-8,67	58,86	-11,43	56,09	-14,20	53,33	-16,96	50,56	-19,73	47,80	-22,49	45,03	-25,26
19.12.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																			
	67,16		65,84	-4,45	63,18	-7,11	60,51	-9,78	57,84	-12,45	55,17	-15,12	52,50	-17,79	49,83	-20,46	47,16	-23,13	44,49	-25,80
19.13.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	109,37		108,03	-7,75	105,37	-10,41	102,70	-13,08	100,04	-15,74	97,37	-18,41	94,71	-21,07	92,04	-23,74	89,38	-26,40	86,72	-29,06
19.14.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	105,49		104,24	-11,54	101,75	-14,03	99,26	-16,52	96,76	-19,02	94,27	-21,51	91,78	-24,00	89,29	-26,49	86,79	-28,99	84,30	-31,48
19.15.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	53,76		52,84	-62,94	51,00	-64,78	49,16	-66,62	47,31	-68,47	45,47	-70,31	43,63	-72,15	41,79	-73,99	39,95	-75,83	38,10	-77,68
19.16.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	45,59		44,85	-70,93	43,39	-72,39	41,92	-73,86	40,46	-75,32	39,00	-76,78	37,53	-78,25	36,07	-79,71	34,60	-81,18	33,14	-82,64
19.17.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																			
	128,24		127,17	11,39	125,02	9,24	122,87	7,09	120,73	4,95	118,58	2,80	116,43	0,65	114,28	-1,50	112,14	-3,64	109,99	-5,79

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.18.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																			
	142,38		141,04	25,26	138,36	22,58	135,68	19,90	133,00	17,22	130,31	14,53	127,63	11,85	124,95	9,17	122,27	6,49	119,59	3,81
19.19.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																			
	113,92		112,91	-2,87	110,92	-4,86	108,92	-6,86	106,92	-8,86	104,93	-10,85	102,93	-12,85	100,93	-14,85	98,93	-16,85	96,94	-18,84
19.20.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури*																			
	90,48		89,80	-25,98	88,46	-27,32	87,11	-28,67	85,77	-30,01	84,42	-31,36	83,08	-32,70	81,74	-34,04	80,40	-35,38	79,05	-36,73
19.21.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури*																			
	84,10		83,43	-32,35	82,08	-33,70	80,73	-35,05	79,39	-36,39	78,04	-37,74	76,70	-39,08	75,35	-40,43	74,00	-41,78	72,66	-43,12
19.22.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	231,68		229,51	113,73	225,18	109,40	220,85	105,07	216,52	100,74	212,19	96,41	207,86	92,08	203,53	87,75	199,20	83,42	194,87	79,09
19.23.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	221,97		220,37	104,59	217,17	101,39	213,97	98,19	210,77	94,99	207,58	91,80	204,38	88,60	201,18	85,40	197,99	82,21	194,79	79,01
19.24.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	198,14	298,54	289,35	173,57	280,26	164,48	271,28	155,50	262,42	146,64	253,70	137,92	245,15	129,37	236,77	120,99	228,61	112,83	220,69	104,91
19.25.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																			
	228,77	327,59	316,42	200,64	305,37	189,59	294,46	178,68	283,71	167,93	273,15	157,37	262,79	147,01	252,67	136,89	242,82	127,04	233,31	117,53

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2026 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в евро/MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.26.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																			
	179,06		177,29	61,51	173,74	57,96	170,18	54,40	166,64	50,86	163,08	47,30	159,53	43,75	155,97	40,19	152,43	36,65	148,87	33,09
19.27.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																			
	198,35	185,45	171,39	55,61	157,37	41,59	143,41	27,63	129,54	13,76	115,80	0,02	102,23	-13,55	88,94	-26,84	76,11	-39,67	64,10	-51,68
19.28.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство*																			
	172,99		171,11	55,33	167,36	51,58	163,60	47,82	159,85	44,07	156,09	40,31	152,33	36,55	148,58	32,80	144,82	29,04	141,07	25,29
19.29.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																			
	191,56		189,77	73,99	185,58	69,80	181,39	65,61	177,20	61,42	173,01	57,23	168,81	53,03	164,62	48,84	160,43	44,65	156,24	40,46
19.30.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство*																			
	199,20		197,17	81,39	193,14	77,36	189,09	73,31	185,05	69,27	181,01	65,23	176,97	61,19	172,93	57,15	168,88	53,10	164,85	49,07

По отношение на горните точки от 1 до 19, следва да се има предвид, че в случаите, в които разликата между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина не следва да се определят премии.

Изказвания по т.1.:

Докладва А. Иванова. Определянето на преференциалните цени за електрическата енергия за електрически централи с инсталирана мощност до 30 kW, актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определянето на премии, е съгласно изискванията на нормативната база съгласно, които се изисква всяка година в срок до 30 юни Комисията да извърши съответните определения и актуализации. В тази връзка работната група е извършила анализи на инвестиционните разходи от различни източници на информация. В тази връзка са разгледани движението на пазарите в страни членки от Европейския съюз, както и Китай. Също така като друг коректив е и изменението на цените на основните суровини, което пряко влияе върху цените на съоръженията, които служат за изграждане на съответния тип електрически централи.

При фотоволтаичните електрически централи прави впечатление, че през последните години намалява цената на полисилиция. В използваните анализи е извършено сравнение за 2025 г. спрямо 2024 г. Наличните данни за първите месеци на 2026 г. и остатъкът от текущата година, както и са заложени данни с анализи до края на 2030 г. От тях е видно, че очакванията за намаляване на цените на основните суровини, съответно падане на цените на основните съоръжения, участващи в изграждането на централите. В различните страни е установено, че различните цени на основните материали, влагани в производството могат да варират с до 50%. Влияние оказват няколко фактора: цената на труда, на земята, това как е уредено на местно ниво организацията по изграждането и съответните разрешителни и т.н. В тази връзка при разглеждане на отделните елементи се установяват средни цени на инвестицията за малки фотоволтаични електрически централи от 445 евро/kWp, а за малки вятърни електрически централи се изчислява среден размер на инвестицията от 771 евро/kWp. Съгласно закона Комисията е задължена освен на международните пазари да извърши анализ и на база офертите, на които се изграждат централи в България. В тази връзка и на база извършения анализ спрямо май 2026 г. и спрямо 2025 г. се вижда, че цените на инвестиционните разходи намаляват с около от 15% до 30% и се установява среден разход от около 390 евро/kWp. А. Иванова обърна внимание, че се добавя и друг елемент, който съществено се различава спрямо предишни години, това е средната годишна продължителност на работа на съответните електрически централи според вида възобновяем източник.

Поискана е информация от АУЕР, която е предоставена. Това, което прави впечатление е, че и за двата вида възобновяеми източници часовете на работа са значително по-ниски, отчетените часове са значително по-ниски за 2025 г. спрямо предходни години и това е в резултата на отчетените нулеви цени на Българската независима енергийна борса миналата година, поради което много от централите са спирали да работят и в тази връзка, ако се вземе за отправна точка часовете на работа от миналата година, изчисляването на преференциалната цена ще бъде некоректно, поради което работната група е счела за меродавно да се вземат средните ефективни часове според вида възобновяем източник, отново на база данни от АУЕР, но за предходни години, за да бъде коректна и цената. Защото предвид технологичните подобрения, ефективността, КПД-то се е вдигнало на централите и няма как да се отчете значително ниско намаление спрямо предходни години. А. Иванова каза, че няма да се спира на останалите елементи, тъй като отделните изчисления са посочени в доклада, а друг момент, на който ще обърне внимание е

актуализирането на преференциалните цени. По закон Комисията е задължена да използва данни за изменението на индексите на работната заплата, на горивата, които се взимат от Национален статистически институт, както и от Министерство на земеделието по отношение на изменението на цените на биомасата, в случая: дървесина, царевица за силаж и животински тор. Извършени са съответните корекции и изчисления и цените са актуализирани.

По отношение на изчисляването на прогнозните пазарни цени по-подробно ще се спре г-н Юлиян Стоянов в доклада, които се отнася за сектор „Електроенергетика“ по отношение на това, че се коригират цените на биомасите. Като се актуализират може да се каже, че в случая е изчислена прогнозна пазарна цена за биомаса от 115,78 евро. В тази връзка са определени премии в доклада в т.1 до т.14 и в т.15 до т.19, като в т.15 до т.19 са извършени изчисления на премиите за групите електрически централи, за които са използвали безвъзмездно финансиране при изграждането на своите енергийни проекти, а за групите централи, които при определянето или съответно актуализирането на преференциалните цени и на база определената прогнозна пазарна цена за съответния възобновяем източник за конкретния ценови период, ако стойността е отрицателна следва да се има предвид, че Комисията не следва да определя премия. Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, ал. 1, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 28, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да приеме проект на решение за определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;

3. Да определи дата и час за провеждане на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на проекта на решение по т. 2, като се осигури и възможност за дистанционно участие в заседанието и да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища;

4. Проектът на решение, както и датата и часът за провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

А. Иванова прочете диспозитива на проекта на решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ
РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2026 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. По отношение на електрическите централи, представляващи фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност до 30 kWp, преференциалната цена е определена в размер на 54,57 евро, с часове 1 339, като за сравнение спрямо миналата година цената е била 59,45 евро или с около 8% по-ниска.

2. По отношение на вятърните електрически централи отново цената е 54,57 евро, с часове 2 132.

II. Актуализира, считано от 01.07.2026 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от биомаса и определя премии за тези

цени, посочени подробно в т. 1 до т. 22, включително.

III. Определя премии, подробно посочени от т. 1 до т. 17, включително за останали групи електрически централи, които не подлежат на актуализация.

Пл. Младеновски каза, че не е наясно от АУЕР какво смятат, как така има намалени часове, при положение че в справката за енергийния баланс за 2025 спрямо 2024, особено на ФЕЦ-те има производство увеличено в преносната мрежа с 29%, а в разпределителната мрежа 27%. Най-вероятно заради изключване, но има нови панели, има развитие на технологиите, трябва да се увеличава и то много да се увеличава. Явно не винаги се подават при тях за искане за сертификати, когато не им трябват за премии, когато излязат на свободния пазар, само да плащат такси най-вероятно и те няма какво да ги правят тези сертификати, но няма никаква логика да намаляват часовете освен спиранията, заради нулевия… Има вече нови панели, по-развити инвертори и с по-малки загуби.

Пл. Младеновски установи, че няма други изказвания и насрочи обществено обсъждане на 05.06.2026 г. от 10.00 часа, определя 14-дневен срок за предоставяне на становища. Председателят подложи на гласуване проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, ал. 1, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 28, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-801 от 29.05.2026 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;
2. Приема проект на решение относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;
3. Насрочва обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на проекта на решение по т. 2 на 05.06.2026 г. от 10:00 ч., като се осигури и възможност за дистанционно участие в заседанието;
4. Определя 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с публикувания проект по т. 2.
5. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за”** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев - за, Таско Ерменков - за), от които **два гласа** (Благой Голубарев и Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията разгледа **доклад с вх. № Е-Дк-802 от 29.05.2026 г. относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2026 г.**

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) са постъпили заявления за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, както следва: с вх. № Е-14-01-9 от 31.03.2026 г. от „Топлофикация София“ ЕАД, с вх. № Е-14-49-8 от 31.03.2026 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, с вх. № Е-14-04-8 от 31.03.2026 г. от „Топлофикация - Плевен“ АД, с вх. № Е-14-13-5 от 01.04.2026 г. от „Топлофикация–Бургас“ АД, с вх. № Е-14-53-4 от 01.04.2026 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, с вх. № Е-14-06-4 от 31.03.2026 г. от „Топлофикация - Враца“ ЕАД, с вх. № Е-14-05-6 от 31.03.2026 г. от „Топлофикация-ВТ“ АД, с вх. № Е-14-16-8 от 02.04.2026 г. от „Топлофикация-Разград“ АД, с вх. № Е-14-56-1 от 31.03.2026 г. от „Юлико-Евротрейд“ ЕООД, с вх. № Е-14-09-5 от 31.03.2026 г. от „Топлофикация Русе“ АД, с вх. № Е-14-03-5 от 31.03.2026 г. от „Топлофикация-Перник“ АД, с вх. № Е-14-07-3 от 31.03.2026 г. от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, с вх. № Е-14-24-5 от 16.04.2026 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-14-68-2 от 31.03.2026 г. от „Когрийн“ ООД, с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2026 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2026 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2026 г. от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, с вх. № Е-14-76-1 от 01.04.2026 г. от „Инертстрой-Калето“ АД, с вх. № Е-14-59-1 от 31.03.2026 г. от ЧЗП „Румяна Величкова“, с вх. № Е-14-31-3 от 27.03.2026 г. от „Брикел“ ЕАД, с вх. № Е-12-18-3 от 27.03.2026 г. от „Солвей Соди“ АД, с вх. № Е-14-55-3 от 01.04.2026 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, с вх. № Е-14-61-1 от 02.04.2026 г. от „Декотекс“ АД, с вх. № Е-14-57-1 от 31.03.2026 г. от „Енергиен Център Зебра“ ЕООД, с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2026 г. от „Овердрайв“ АД, с вх. № Е-13-308-1 от 31.03.2026 г. от „Нова Пауър“ ЕООД, с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2026 г. от „Оранжерии-Петров дол“ ООД, с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2026 г. от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД и с вх. № Е-14-71-5 от 06.04.2026 г. от „Топлофикация Петрич“ ЕАД.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) КЕВР осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 от ЗЕ определят, че на регулиране от Комисията подлежат цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти и по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на клиенти. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, а именно за производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 500 kW, присъединени към съответната мрежа.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ Комисията определя ежегодно премии за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ премиите се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. За тези производители съгласно чл. 33, ал. 2 от ЗЕ, Комисията определя преференциални цени, във връзка с определяне на премията.

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

Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия съобразно изискванията на ЗЕ, наредбите по приложението му и указанията, дадени от Комисията относно образуването на цените.

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

С решение по Протокол № 28 от 21.02.2012 г. Комисията е приела прилагането на метод „норма на възвръщаемост на капитала“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“. В тази връзка на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР са приети Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“ (Указания-НВ).

Правилата на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ се съдържат в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и НРЦЕЕ.

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

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

След извършен регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., по т. I, считано от 01.07.2025 г., е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии на електрическата енергия, произведена по

високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ на **29 дружества** от сектор „Топлоенергетика“. Със същото решение по т. II, на основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 13, ал. 8 и чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, Комисията е прекратила административното производство, образувано по заявление на „Декотекс“ АД за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциална цена и премия за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. По т. III от решението, на основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 13, ал. 8 и чл. 30, ал. 5 от ЗЕ, Комисията е прекратила административното производство, образувано по заявление на „Коген Загоре“ ЕООД, в частта относно искането за определяне на преференциална цена и премия за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

Във връзка с подадените в КЕВР заявления за утвърждаване на цени на енергия от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ със Заповед № З-Е-110 от 15.04.2026 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на ЗЕ, НРЦТЕ и НРЦЕЕ, както и на допълнително представена информация във връзка с извършването на регулаторния преглед.

Основните цели на регулаторния преглед са свързани с установяване на фактическите технико-икономически и финансови резултати на дружествата, като изходна предпоставка за утвърждаване на прогнозните данни за новия регулаторен период. Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са представени в синтезиран вид за всяко от дружествата, което е подало заявление в КЕВР.

Анализ на финансовото състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ за 2025 г. въз основа на годишните финансови отчети, представени в КЕВР:

I. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за **битови нужди** през 2025 г.

1. „Топлофикация София“ ЕАД

Съгласно представения от „Топлофикация София“ ЕАД **предварителен (неодитиран)** годишен финансов отчет за 2025 г., текущият финансов резултат е загуба в размер на 423 970 хил. лв., при отчетена загуба от 143 136 хил. лв. за предходната година.

От данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, е видно следното:

- Нетните приходи от продажби за 2025 г. намаляват спрямо предходната година с 10,81%;

- Общите разходи от оперативната дейност през 2025 г. нарастват с 15,53% спрямо 2024 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи: приходите от продажби от топлинна енергия намаляват незначително през отчетната година спрямо 2024 г.; приходите от продажби на електрическа енергия намаляват с 24,41%. При разходите от оперативната дейност, най-съществено е увеличението на разходите за външни услуги с 45,28%, следвани от „Други разходи“ с 28,33%. Увеличение с 11,18% се отчита и при разходите за материали.

От направен анализ на финансовото състояние на „Топлофикация София“ ЕАД се установява, че собственият капитал на дружеството намалява през 2025 г. със 76,95% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при нетекущите активи с 10,18%, главно поради отчетени разходи за придобиване на активи, свързани с инвестиционната програма

на дружеството. При текущите активи се отчита нарастване с 1,82%, докато краткосрочните задължения нарастват с 36,04%, Намаление се установява при нетекущите задължения с близо 11%, главно поради погасяване на дългосрочни заеми. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват влошаване на общата ликвидност и на финансовата автономност на дружеството, а така също и на рентабилността на приходите от продажба.

2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2025 г., общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е отрицателна стойност в размер на 5 330 хил. лв., формиран от ***загуба*** след данъци и такси в размер на 5 213 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 117 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност в размер на 18 335 хил. лв., формиран от ***печалба*** след данъци и такси в размер на 18 481 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 146 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и други приходи, свързани с продажбата на електрическа енергия за 2025 г., намаляват спрямо предходната година с 20,16%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават с 3,96% спрямо предходната година.**

След направен анализ на финансовото състояние на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД се установява, че собственият капитал на дружеството намалява с 10,47% спрямо предходната година. Стойността на активите през отчетната година се увеличава с 6,61% спрямо 2024 г., основно от увеличение на краткотрайните активи. Отчита се намаление при дългосрочните задължения с 5,27% спрямо 2024 г., но се наблюдава увеличение при краткосрочните задължения с 41,88% през 2025 г.

Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват влошаване на общата ликвидност спрямо предходната година, както и на финансовата автономност на дружеството.

3. „Топлофикация - Плевен“ АД

Съгласно представения от „Топлофикация-Плевен“ АД одитиран годишен финансов отчет за 2025 г., текущият финансов резултат е ***загуба*** в размер на 886 хил. лв., при отчетена ***печалба*** за предходната година в размер на 7 785 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2025 г. намаляват спрямо предходната година с 4,38%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават с 19,57% спрямо 2024 г.**

След направен анализ на финансовото състояние на „Топлофикация-Плевен“ АД се установява, че собственият капитал на дружеството намалява с 1,49% спрямо предходната година. Стойността на активите през отчетната година се увеличава с 41,09% спрямо 2024 г., основно от увеличение на дълготрайните активи. Отчита се намаление при текущите задължения с 20,73% спрямо 2024 г., но се наблюдава увеличение при нетекущите задължения със 152,62% през 2025 г., основно от привличане на допълнително финансиране чрез дългосрочни търговски заеми и други форми. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват влошаване на

финансовата автономност на дружеството в резултат на отчетена по-висока стойност на привлечените средства спрямо собствения капитал.

4. „Топлофикация Русе“ АД

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ АД одитиран годишен финансов отчет (индивидуален) за 2025 г. общият всеобхватен доход е положителна стойност (***печалба)*** в размер на 20 681 хил. лв., при отчетена печалба в размер на 2 389 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2025 г. се увеличават спрямо предходната година с 35,22%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават с 12,76%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че размерът на собствения капитал бележи ръст с 85,44% през 2025 г. Намаление се отчита при краткосрочните задължения на дружеството с 5,73%, а при дългосрочните задължения се наблюдава увеличение с 13,62%, главно от задължения към свързани лица. Текущите и нетекущите активи се увеличават общо с 9,14%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват влошаване на финансовата автономност на дружеството в резултат на отчетена по-висока стойност на привлечените средства спрямо собствения капитал. Наблюдава се добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

5. „Топлофикация - Перник“ АД

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2025 г. на „Топлофикация - Перник“ АД се установява, че дружеството отчита печалба от дейността в размер на 624 хил. лв., като нетният всеобхватен доход за годината е ***печалба*** в размер на 305 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност (***печалба***) в размер на 4 801 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, е видно, че:

- **Нетните приходи от продажби през 2025 г. бележат незначителен ръст спрямо предходната година с 0,56%;**
- **Разходите от оперативна дейност намаляват през 2025 г. с 13,1% спрямо 2024 г.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация Перник“ АД е видно, че собственият капитал на дружеството бележи незначителен ръст спрямо предходната година. Увеличение се отчита при дългосрочните и краткосрочните задължения на дружеството - общо с 43,53%, както и при текущите и нетекущите активи, които нарастват с 27,43%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват нарастване на финансовата задлъжнялост на дружеството. Също така се отчита намаление на общата ликвидност, както и по-ниска рентабилност на приходите от продажби.

6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2025 г., „Топлофикация - Враца“ ЕАД отчита ***загуба*** в размер на 3 679 хил. лв., спрямо отчетена ***печалба*** през 2024 г. в размер на 102 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби през 2025 г. бележат спад спрямо предходната година с 11,66%;**
- **Разходите от оперативната дейност се увеличават с 0,98% спрямо предходната година.**

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2025 г., е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 36,72% спрямо предходната година. Стойността на активите през отчетната година се увеличава с 2,96% спрямо 2024 г., основно поради увеличение на нетекущите активи. Отчита се намаление при краткосрочните задължения на дружеството с 5,07%, но се наблюдава увеличение при дългосрочните задължения с 11,96%.

Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват влошаване на общата ликвидност спрямо предходната година, както и на финансовата автономност на дружеството.

7. „Топлофикация-ВТ“ АД

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2025 г. на „Топлофикация - ВТ“ АД, се установява, че дружеството отчита ***загуба*** в размер на 1 645 хил. лв., при ***загуба*** за 2024 г. 4 094 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия бележат ръст през 2025 г., спрямо 2024 г. с 13,43%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност нарастват през 2025 г., спрямо 2024 г. с 4,49%.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация-ВТ“ АД е видно, че собственият капитал на дружеството намалява спрямо предходната година, поради натрупване на отрицателен финансов резултат. Намаление се отчита при общо активи с 4,40%, поради по-голямо намаление на краткотрайните активи, въпреки нарастването при дълготрайните активи. При задълженията на дружеството се наблюдава незначително намаление (под 1%). Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват влошаване на финансовата автономност на дружеството.

8. „Топлофикация – Бургас“ АД

Дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2025 г., от който е видно, че общият всеобхватен доход за отчетната година е отрицателна стойност в размер на 2 019 хил. лв., формиран от ***загуба*** след данъци и такси в размер на 1 613 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** в размер на 406 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност в размер на 4 254 хил. лв., формиран от ***печалба*** след данъци и такси в размер на 4 201 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***печалба*** в размер на 53 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на продукция за 2025 г. се увеличават спрямо предходната година с 4,46%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст с 20,98% спрямо 2024 г.**

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2025 г., е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 4,46% спрямо предходната година. Намаление се наблюдава и при задълженията, които общо намаляват с 9,37%. Стойността на нетекущите активи през отчетната година е по-висока с 2,77% спрямо отчетния период, а при текущите активи се наблюдава намаление с 16,21% спрямо предходната година, основно от текущи търговски и други вземания.

Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват влошаване на финансовата автономност на дружеството в резултат на отчетена по-висока стойност на привлечените средства спрямо собствения капитал. Наблюдава се добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

9. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

Дружеството е предоставило годишен финансов отчет (неодитиран) за 2025 г., от който е видно, че общият всеобхватен доход за отчетната година е отрицателна стойност в размер на 3 390 хил. лв., формиран от ***загуба*** след данъци и такси в размер на 3 385 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** в размер на 5 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност в размер на 2 509 хил. лв., формиран от ***печалба*** след данъци и такси в размер на 2 512 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** в размер на 3 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби се увеличават през 2025 г., спрямо 2024 г. с 8,42%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2025 г. с 11,16%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал намалява с 22,65% спрямо предходната година. Намаление се отчита при дългосрочните и краткосрочните задължения на дружеството – общо със 7,44%, както и при текущите и нетекущите активи общо с 12,55%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват влошаване на финансовата автономност на дружеството спрямо предходната година, както и общата ликвидност.

10. „Топлофикация-Разград“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, общият всеобхватен доход на „Топлофикация-Разград“ АД за 2025 г. е отрицателна стойност в размер на 1 240 хил. лв., формиран от реализираната загуба в размер на 1 240 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност в размер на 2 128 хил. лв., формиран от реализираната загуба в размер на 513 хил. лв. и друг всеобхватен доход - преоценка на нефинансови активи в размер на 2 641 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватния доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2025 г., спрямо 2024 г. с 25,76%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2025 г. с 23,20%.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2025 г. намалява с 25,07% спрямо предходната година. Стойността на нетекущите активи е по-ниска със 7,83% спрямо 2024 г., основно в частта на имоти, машини, съоръжения и оборудване, но се отчита увеличение на краткотрайните активи с 15,00%. При дългосрочните задължения на дружеството се установява намаление с 11,83%, но при краткосрочните задължения се отчита увеличение с 36,19%, главно от търговски и други задължения. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура, показват влошаване на финансовата автономност на дружеството, както и показателя за ликвидност.

11. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2025 г. на „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, се установява, че дружеството е реализирало ***печалба*** в размер на 2 648 хил. лв., при отчетена печалба за предходната година в размер на 7 499 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, е видно, че:

- **Нетните приходи от продажби през 2025 г. бележат ръст спрямо предходната година със 7,80%;**
- **Разходите от оперативната дейност също се увеличават с 26,42%.**

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2025 г., е видно, че собственият капитал на дружеството намалява спрямо предходната година. Стойността на активите през отчетната година намаляват с 9,92% спрямо 2024 г., основно поради намаление на текущите активи. Отчита се и намаление на задълженията общо с 11,26%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват влошаване на финансовата автономност на дружеството в резултат на отчетена по-висока стойност на привлечените средства спрямо собствения капитал.

12. „ЮЛИКО – ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД

„Юлико - Евротрейд“ ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2025 г., отчита ***печалба*** в размер на 90 хил. лв., намалена спрямо 2024 г., когато е в размер на 110 хил. лв.

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 11,73% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 26,30%, като дружеството отчита подобряване на показателите за финансова автономност и ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г.

13. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

Съгласно представения годишен финансов отчет за 2025 г. (неодитиран), дружеството отчита нетна ***печалба*** в размер на 20 230 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е била 221 913 хил. лв.

При направен анализ на данните, съдържащи се в Отчета за всеобхватния доход, се установява следното:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2025 г. се увеличават спрямо предходната година с 8,71%;**
- **Разходите от оперативната дейност бележат ръст с 19,20%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2025 г., може да бъде направен извода, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД поддържа висока обща ликвидност и нисък коефициент на задлъжнялост.

II. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за небитови нужди през 2025 г.

1. „Когрийн“ ООД

Съгласно представения от „Когрийн“ ООД годишен финансов отчет за 2025 г., дружеството отчита ***печалба*** в размер на 514 хил. лв., която намалява спрямо 2024 г., когато е в размер на 2 187 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2025 г. с 45,31% спрямо 2024 г.;**
- **Общите разходи от оперативна дейност също се увеличават през 2025 г. спрямо 2024 г. с 42,40%, като с най-голям дял са разходите за материали (71,53%).**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и няма възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

2. „Алт Ко“ ЕООД

Съгласно представения от „Алт Ко“ ЕООД, неодитиран годишен финансов отчет за 2025 г., финансовият резултат е ***загуба*** в размер на 305 хил. лв., при отчетена печалба през 2024 г. в размер на 137 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба намаляват през 2025 г., спрямо 2024 г. със 7,35%;**
- **Разходите от оперативна дейност се увеличават през 2025 г., спрямо 2024 г. с 11,67%.**

От направения анализ на финансовото състояние, е видно, че собственият капитал на дружеството нараства незначително през 2025 г. спрямо предходната година. От друга страна, при стойността на нетекущите активи се отчита увеличение с 15,30% спрямо 2024 г. главно поради придобиване на нови машини и производствено оборудване, но и намаление в стойността на краткотрайните активи със 7,79%. При задълженията на дружеството се отчита увеличение с 99,47%, главно поради нарастване на краткосрочните задължения. Финансовите изчисления на база обща балансова структура, показват влошаване на финансовата автономност и на общата ликвидност на дружеството.

„Алт Ко“ ЕООД е представило към годишния финансов отчет за 2025 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност от когенерационната централа, собственост на дружеството, от които е видно следното:

Приходите на централата през 2025 г. са в размер на 2 358 хил. лв. при отчетени 2 164 хил. лв. за предходната година, или ръст с 8,96%. Общите разходи са в размер на 2 188 хил. лв. през 2025 г. спрямо 1 986 хил. лв. за 2024 г., или увеличение от 10,17%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2025 г. е печалба в размер на 170 хил. лв., която намалява незначително спрямо предходната година, когато е отчетена печалба в размер на 178 хил. лв.

3. „Солвей Соди“ АД

Съгласно представения годишен индивидуален финансов отчет за 2025 г., общият всеобхватен доход на „Солвей Соди“ АД е положителна стойност в размер на 37 752 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 37 862 хил. лв. и актюерска загуба в размер на 110 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е положителна величина в размер на 59 053 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 59 150 хил. лв. и актюерска загуба в размер на 97 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и други приходи, свързани с продажбата на електрическа енергия за 2025 г., намаляват спрямо предходната година с 12,85%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 5,98% спрямо предходната година.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, като отчита и висока обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

4. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2025 г. реализира ***загуба*** в размер на 2 508 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за предходната година в размер на 1 570 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2025 г. намаляват спрямо 2024 г. с 57,62%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност (без стойността на продадените активи) намаляват през 2025 г. с 38,61%.**

От направения анализ на финансовото състояние, е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 49,47% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 5,23%, при намаляване на краткотрайните активи с 64,67%, което води до подобряване на показателя обща ликвидност на дружеството спрямо предходната година.

5. „Декотекс“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2025 г., „Декотекс“ АД реализира печалба в размер на 665 хил. лв., намалена спрямо 2024 г., когато е 1 526 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2025 г. намаляват спрямо 2024 г. с 27,25%.**
- **Общите разходи от оперативната дейност през 2025 г. също намаляват спрямо 2024 г. със 17,79%.**

След направен анализ на финансовото състояние, се установява, че собственият капитал на дружеството намалява с 2,45% спрямо предходната година. Също така задълженията намаляват с 13,66%, при намаление на общите активите с 3,34%. Това от своя страна води до подобряване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г.

6. ЧЗП „Румяна Величкова“

От представения одитиран годишен финансов отчет за 2025 г., е видно, че ЧЗП „Румяна Величкова“ реализира положителен финансов резултат за годината (***печалба)*** в размер на 385 хил. лв., при ***печалба*** от 840 хил. лв. за 2024 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на продукция намаляват през 2025 г., спрямо 2024 г. с 8,19%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2025 г., спрямо 2024 г. с 8,09%.**

От направения анализ на финансовото състояние, е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 9,77% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват с 19,00%, при незначително увеличение на активите с 3,12%. Това от своя страна води до подобряване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г.

7. „Енергиен център Зебра“ ЕООД

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2025 г., „Енергиен център Зебра“ ЕООД отчита ***загуба*** в размер на 32 хил. лв., спрямо отчетена ***загуба*** за 2024 г. в размер на 37 хил. лв.

Дружеството не отчита приходи от регулирана дейност през 2025 г., а само разходи от оперативната дейност, което води до формиране на отрицателен финансов резултат за годината. При собствения капитал се отчита минимално намаление от 0,51% спрямо предходната година. От друга страна се наблюдава запазване на стойността на дълготрайните активи през 2025 г. спрямо предходната година, докато при задълженията има увеличение. Направеният анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показва съществено подобряване на показателя за финансовата автономност.

8. „Инертстрой - Калето“ АД

„Инертстрой - Калето“ АД, съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2025 г., отчита нетна ***печалба*** в размер на 2 102 хил. лв. при печалба от 2 100 хил. лв. за 2024 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби за 2025 г. нарастват спрямо 2024 г. с 2,19%;

- Общите разходи от оперативна дейност също нарастват през 2025 г., спрямо 2024 г. с 4,74%.

След извършен анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2025 г. се увеличава с 5,72% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 13,620%, но се наблюдава и намаление в стойността на общо активите с около 2,50%, главно поради отчетен спад в стойността на дълготрайните активи при по-малко увеличение на краткотрайните активи. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват подобряване на финансовата автономност и общата ликвидност на дружеството.

9. „Оранжерии - Петров дол“ ООД

„Оранжерии Петров дол“ ООД, съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2025 г., отчита ***печалба*** в размер на 158 хил. лв., при ***печалба*** за предходната година в размер на 46 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2025 г. нарастват спрямо 2024 г. с 20,91%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2025 г., спрямо 2024 г. с 10,30%.**

След извършен анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2025 г. се увеличава незначително спрямо отчетната година, но остава отрицателна величина в размер на 548 хил. лв. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 8,40%, но се наблюдава и намаление в стойността на общо активите с около 6,48%, главно поради отчетен спад на краткотрайните активи при по-малко увеличение на дълготрайните активи. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват подобряване на финансовата автономност на дружеството от една страна, но и незначително влошаване на общата му ликвидност.

10. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД

Съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2025 г., дружеството отчита нетна ***печалба*** в размер на 1 966 хил. лв., която е намалена спрямо печалбата за предходната година, когато е 4 589 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби се увеличават през 2025 г. спрямо 2024 г. с 24,12%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2025 г. спрямо 2024 г. с 18,17%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства незначително през 2025 г. спрямо предходната година. Стойността на нетекущите активи е по-висока с 5,09% спрямо 2024 г., поради придобиване на нови дълготрайни активи, като се отчита и увеличение на краткотрайните активи с 8,22%. При дългосрочните задължения на дружеството се установява увеличение с близо 5%, както и при краткосрочните задължения, които нарастват с 12,57%. Финансовите изчисления, на база обща балансова структура, показват влошаване на общата ликвидност и на финансовата автономност на дружеството.

11. „Оранжерии - Гимел II“ ЕООД

„Оранжерии - Гимел II“ ЕООД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2025 г., отчита нетна ***печалба*** в размер на 371 хил. лв., която нараства спрямо 2024 г., когато дружеството реализира ***печалба*** от 204 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба нарастват през 2025 г. спрямо 2024 г. с 31,16%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност също намаляват през 2025 г. спрямо 2024 г. с 27,73%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства през 2025 г. спрямо предходната година с около 5%. При стойността на нетекущите активи се отчита намаление с 6,50% спрямо 2024 г., но и увеличение на краткотрайните активи с 9,65%. При задълженията на дружеството се отчита намаление с 2,50%. Финансовите изчисления, на база обща балансова структура, показват подобряване на общата ликвидност и финансовата автономност на дружеството.

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило към годишния финансов отчет за 2025 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност за ТЕЦ „Оранжерия Левски“, както следва:

Приходите на „ТЕЦ Оранжерия Левски“ през 2025 г. са в размер на 3 489 хил. лв. при отчетени 3 062 хил. лв. за предходната година, или ръст с 13,95%. Общите разходи са в размер на 4 267 хил. лв. през 2025 г. спрямо 3 147 хил. лв. за 2024 г., или увеличение от 35,59%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2025 г. е загуба в размер на 778 хил. лв., която нараства спрямо предходната година, когато е отчетена загуба в размер на 85 хил. лв.

12. „Оранжерии Гимел“ АД

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2025 г., отчита нетна ***печалба*** в размер на 910 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за предходната година от 2 193 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба нарастват през 2025 г. спрямо 2024 г. с 4,22%;**

- **Общите разходи от оперативна дейност също нарастват през 2025 г. спрямо 2024 г. с 18,59%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства незначително през 2025 г. спрямо предходната година с около 2%. Стойността на нетекущите активи е по-висока с 10,57% спрямо 2024 г., поради предоставени аванси за дълготрайни активи в процес на изграждане, като се отчита и увеличение на краткотрайните активи с 4,68%. При дългосрочните задължения на дружеството се установява увеличение с 26,54% и намаление при краткосрочните задължения с близо 43%. Финансовите изчисления, на база обща балансова структура, показват подобряване на общата ликвидност и влошаване на финансовата автономност на дружеството.

„Оранжерии Гимел“ АД е представило към годишния финансов отчет за 2025 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, в т.ч. за ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ и ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, както следва:

12.1. ТЕЦ Оранжерия 200 дка

Приходите на „ТЕЦ Оранжерия 200 дка“ през 2025 г. са в размер на 8 770 хил. лв. при отчетени 8 221 хил. лв. за предходната година, или ръст с 6,68%. Общите разходи са в размер на 4 920 хил. лв. през 2025 г. спрямо 4 296 хил. лв. за 2024 г., или увеличение от 14,53%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2025 г. е ***печалба*** в размер на 3 772 хил. лв., която нараства незначително спрямо предходната година, когато е в размер на 3 754 хил. лв.

12.2. ТЕЦ Оранжерия 500 дка

Приходите на „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“ през 2025 г. нарастват на 6 837 хил. лв., спрямо 5 723 хил. лв. за 2024 г., или увеличение с 19,47%. Общите разходи също нарастват на 4 466 хил. лв. спрямо 3 212 хил. лв., или се отчита увеличение с 31,04%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2025 г. е ***печалба*** в размер на 2 330 хил. лв.

13. „Брикел“ АД

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2025 г., дружеството отчита ***печалба*** в размер на 6 301 хил. лв. За предходната година дружеството е отчело загуба в размер на 19 432 хил. лв., в т. ч. загуба от оперативна дейност – 4 672 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба бележат ръст през 2025 г. спрямо 2024 г. с 32,00%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2025 г. спрямо 2024 г. с 12,44%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството се увеличава през 2025 г. със 7,22%. Съществено увеличение се отчита при задълженията на дружеството с 44,47%, главно поради възникване на дългосрочни задължения. При активите се наблюдава също увеличение с 37,58%, спрямо предходната година, главно поради възникване на дългосрочни задължения.

В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2025 г., показват че общата ликвидност се подобрява, но финансова автономност на дружеството се влошава.

14. „Нова Пауър“ ЕООД

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2025 г., дружеството отчита ***печалба*** в размер на 134 хил. лв. През предходната година финансовият резултат също е положителна стойност в размер на 345 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба нарастват през 2025 г. с 15,78%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват през 2025 г. с 32,91%.**

След направен анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството нараства през 2025 г. спрямо предходната година с 10,14%. Съществено увеличение се отчита при задълженията на дружеството – с около 50,49% спрямо предходната година, главно поради възникване на дългосрочни задължения към финансови предприятия. При активите се наблюдава увеличение с 40,10% спрямо предходната година, главно поради увеличение в стойността на дълготрайните финансови активи. Финансовите изчисления, на база обща балансова структура, показват влошаване на общата ликвидност и на финансовата автономност на дружеството.

Поради непредставяне на годишен финансов отчет за 2025 г., не е извършен анализ на финансовото състояние, на следните дружества: **„Овердрайв“ АД** и **„Топлофикация Петрич“ ЕАД**.

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

След прегледа на представените от дружествата данни и документи за новия ценови период от 01.07.2026 г. при метод на ценово регулиране „*норма на възвръщаемост на капитала*“ в ценообразуващите справки са нанесени съответните корекции при прилагане на следния <u>общ подход</u>:

1. Прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) на дружествата са формирани при направен детайлен анализ на компонентите, като увеличения, в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период, са допускани само при наличие на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност. Взети са предвид и променените обстоятелства в производствената програма през новия ценови период – например драстично занижени режими на производство, в контекста на инсталираните мощности и натоварванията на съоръженията през изминалия ценови период или липса на мотивирана обосновка, както и периоди в годината, през които енергийното производство работи за собствено потребление на клиентите на неговата площадка. Към утвърдените от Комисията разходни позиции на УПР се допуска добавянето на нови само при подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност. Корекциите на стойностите от тези предложени от дружествата нови разходни позиции целят и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени. Не се допускат неприсъщи разходи, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции или завишени разходи, вследствие прогнози за аварии и др. С оглед гарантиране на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните дружества и клиентите, цените на топлинната и електрическа енергия следва да отчитат и текущата икономическа ситуация в страната. В тази връзка дружествата следва да прецизират работните процеси и оптимизират всички разходи по дейностите.

1.1. Разходите за амортизации за регулаторни цели се приемат на база предоставените от дружествата стойности на активите за производство на електрическа и топлинна енергия и за пренос на топлинна енергия;

1.2. Относно **разходите за ремонти** е извършен анализ на планираните и реално извършените ремонтни дейности през 2025 г., както и на възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на планираните ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности през новия ценови период следва да включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за планирания ремонт, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода-производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в позицията разходи с инвестиционен характер. Аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период, могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходно-оправдателни документи. При пропуски в изискванията за обосновка разходите са коригирани съобразно отчетните данни за 2025 г.

1.3. Разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) – допускани са увеличения на стойностите, в сравнение с отчетените такива през 2025 г., въз основа на мотивирани обосновки за необходимостта, икономическата целесъобразност и финансовото състояние на съответното дружество.

1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие на балансиращия пазар на електрическа енергия, не са признати в регулираните цени. Дружествата следва да оптимизират товаровите графици с цел минимален дисбаланс или компенсиране чрез съответните количества енергия;

1.5. Разходи, свързани с услугата „*дялово разпределение*“, не се признават в регулираните цени, тъй като са неприсъщи за лицензионната дейност;

2. Регулаторната база на активите (РБА) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел II от Указания-НВ.

За всички дружества оборотният капитал е изчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходите за амортизации.

3. Норма на възвръщаемост на капитала (НВ):

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

4. Прогнозните количества произведена и продадена електрическа и топлинна енергия са съгласно изискванията на глава трета, раздел I от Указания-НВ и в съответствие с реалните възможности за постигане на ефективни показатели на работа на съоръженията – собствени нужди и специфични разходни норми и други.

5. Количествата на горивото за инсталациите за комбинирано производство са в съответствие с постигнатата през 2025 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво (горива) за производство на електрическа енергия и топлинна енергия. За инсталациите за разделно производство на топлинна енергия корекцията на горивото е направена в съответствие с постигнатата през 2025 г. енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия и съответно КПД на водогрейните котли. За целите на ценовото регулиране признатите от Комисията

количества горива за новия ценови период не трябва да водят до влошаване на общата, електрическата и топлинната ефективности, изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г.) за отчетния период, в съответствие с изискването на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на производство.

6. Технологични разходи (загуби) по преноса на топлинна енергия

Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по топлопреносните мрежи (ТПМ) са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

7. Количеството на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация на централите е в съответствие с технологичните разходи за производство на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация за конкретния вид инсталация и разпределението им между електрическата и топлинната енергия.

8. За **централите, работещи с основно гориво въглища**, е направен анализ на икономическата обоснованост на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2025 г., периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., включени в цените за изминалия ценови период. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи са включени разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за прогнозния ценови период, съгласно представените от дружествата договори за доставка на въглища.

9. Разходите за акцизи за производство на топлинна енергия са изчислени при 0,31 евро/GJ (0,60 лв./GJ) за природен газ и 0,31 евро/GJ (0,60 лв./GJ) за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове;

10. За дружествата, които нямат лицензия за производство на електрическа енергия, издадена по реда на ЗЕ, разходите за акцизи за производство на електрическа енергия са изчислени при 0,31 евро/GJ (0,60 лв./GJ) за природен газ и 0,31 евро/GJ (0,60 лв./GJ) за въглища, съгласно чл. 33, ал. 1, т. 6 и т. 7 от Закона за акцизите и данъчните складове;

11. Прогнозните разходи за природен газ са формирани, при спазване на изискванията на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, на база изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозни цени на природния газ, определени по чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Горното налага първо да бъдат определени прогнозни цени на природния газ за регулаторния/ценовия период в съответствие с чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, а именно въз основа на прогнозни стойности на ценообразуващите елементи по чл. 11а и чл. 17 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

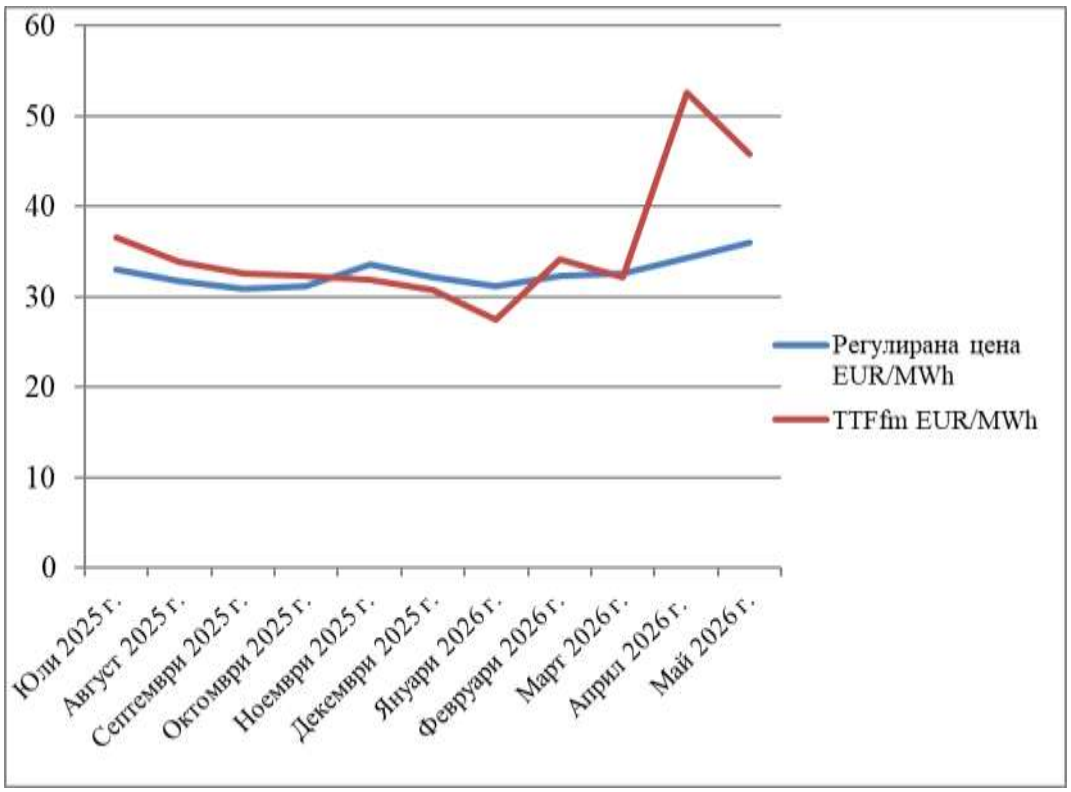
(обн. ДВ, бр. 33 от 2013 г.) на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Прогнозирането на цената за съответното тримесечие се извършва при отчитане на цените на фючърсни сделки за съответния газов хъб, предвиден в условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, както и на тенденцията за изменение на цените на мазута и газьола, предвидени в условията на тези договори. Предвидено е прогнозната цена на природния газ да се определя за регулаторния/ценовия период и по тримесечия (Q3 2026 и Q4 2026, Q1 2027 и Q2 2027), която е в пряка зависимост от следните фактори:

11.1. Цената на природния газ на европейските борси.

Европейските цени на природния газ бележат определена нестабилност, като за последните два месеца (април и май 2026 г.) се наблюдава ръст спрямо относително стабилните цени през второто полугодие на 2025 г. и първите месеци на 2026 г. През април 2026 г. природният газ достигна най-високата си цена за последните месеци (почти 53 евро/MWh), но оттогава тенденцията е надолу и от края на април търговията на TTF се върна до нивото отпреди година. Осреднените TTF търгувани фючърси за периода от 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. (съвпадащ с регулаторния период) варират от 35,80 евро/MWh (70.02 лв./MWh) до 37,16 евро/MWh (72,68 лв./MWh).

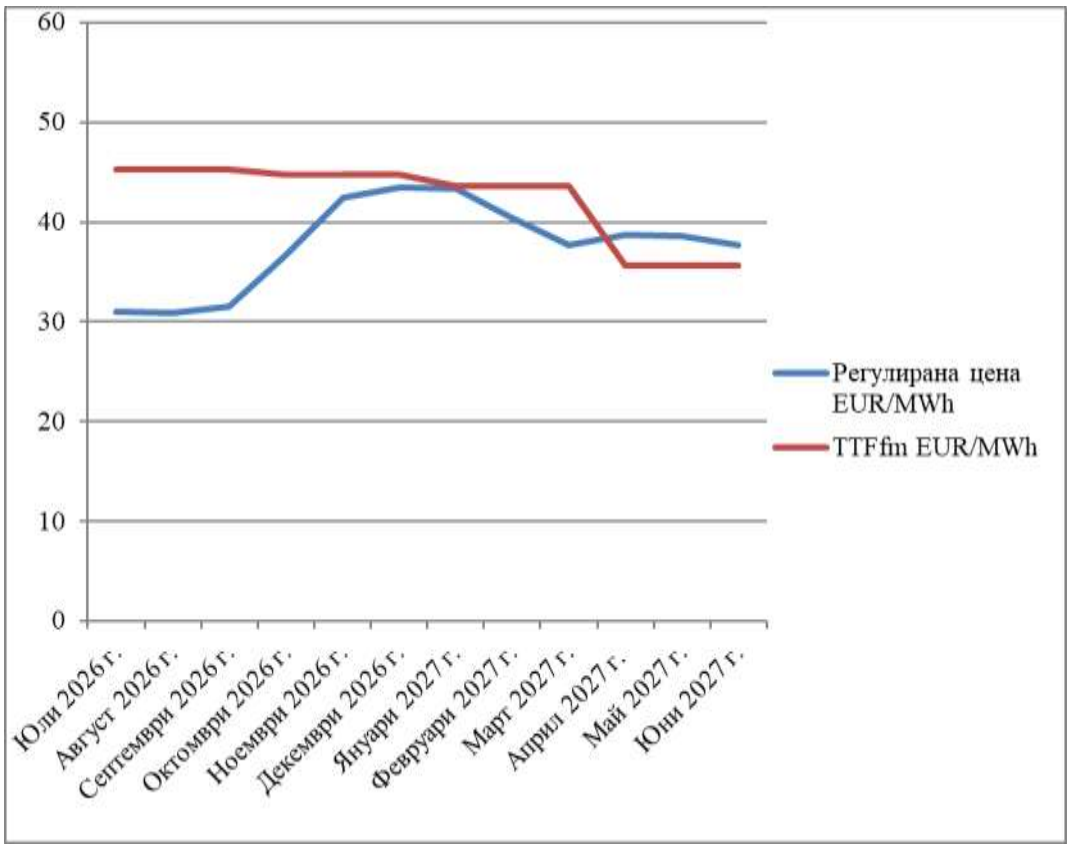
по отчетни данни

	Регулирана цена	TTFfm
	евро/MWh	евро/MWh
Юли 2025 г.	33	37
Август 2025 г.	32	34
Септември 2025 г.	31	33
Октомври 2025 г.	31	32
Ноември 2025 г.	34	32
Декември 2025 г.	32	31
Януари 2026 г.	31	28
Февруари 2026 г.	32	34
Март 2026 г.	33	32
Април 2026 г.	34	53
Май 2026 г.	36	46



по прогнозни данни

	Регулирана цена	TTFfm
	евро/MWh	евро/MWh
Юли 2026 г.	31,01	45,32
Август 2026 г.	30,89	45,32
Септември 2026 г.	31,54	45,32
Октомври 2026 г.	36,64	44,80
Ноември 2026 г.	42,49	44,80
Декември 2026 г.	43,50	44,80
Януари 2027 г.	43,35	43,65
Февруари 2027 г.	40,40	43,65
Март 2027 г.	37,67	43,65
Април 2027 г.	38,69	35,67
Май 2027 г.	38,59	35,67
Юни 2027 г.	37,72	35,67



Данните на европейската статистика показват, че цената на газа за полугодието на 2026 г. записва ръст. Причините за тази динамика са различни, като следва да се отбележи, че в края на 2025 г. пазарите са силно повлияни от несигурността на доставките след преустановения транзит на руски природен газ през Украйна. Наблюдаваше се повишаване на цените на природния газ и в първите месеци на 2026 г., след като по-студеното време и по-малките количества газ намалиха по-бързо спрямо предишни години нивата на резервите в газохранилищата.

По данни на ЕВРОСТАТ част от повишението се дължи и на увеличените данъци и такси върху цената на газа. Причината е прекратяването на повечето програми за подкрепа заради енергийната криза от 2022 г.

Предвид горното, очакванията са за стабилизиране на цените на природния газ на нива около средните от горната графика или средна цена около 37,90 евро/MWh (74,13 лв./MWh) за периода от 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. (съвпадащ с регулаторния период).

11.2. Геополитически фактори.

Независимо от икономическите фактори все още остава трудно да бъдат определени и геополитическите тенденции предвид продължаващите войни в Украйна и Близкия изток, които ще движат европейския газов пазар.

Прогнозните цени на природния газ за предстоящия ценови период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. са изчислени на база на количествата, които са осигурени по договор за доставка от Азербайджан, като останалото потребление на клиентите в страната е планирано да се осигури от количества при цена фючърси на TTF (на нидерландската платформа).

Прогнозните цени по тримесечия, с включени към тях „*цена за задължения към обществото*“ и компонента за дейността „*обществена доставка на природен газ*“, са следните:

	Q3/ Трето тримесечие 2026 г.	**Q4/ Четвърто тримесечие 2026 г.**	**Q1/ Първо тримесечие 2027 г.**	**Q2/ Второ тримесечие 2027 г.**	**Регулаторен период 01.07.2026 г.- 30.06.2027 г.**
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, евро/MWh	**31,15**	**41,57**	**40,48**	**38,40**	**37,90**

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **122,14 евро/MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO_2), отделяни при производството на електрическа енергия и топлинна енергия, са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и 20.12. от Указания-НВ, като изчислените емисии са на база прогнозните, утвърдени от Комисията количества горива. В съответствие с т. 20.12. от Указания-НВ разходите за закупуването на емисии въглероден диоксид за топлинна енергия, се определят като от верифицираните количества емисии въглероден диоксид за производство на топлинна енергия се приспадnат безплатните квоти, предвидени в чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО, последно изменена с Директива 2024/795/ЕС (наричана „Директивата за СТЕ на ЕС“) и се умножат по икономически обоснована цена на CO_2 квотите.

Съгласно чл. 43, ал. 6 от Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК), разпределението на безплатни квоти за емисии на парникови газове от инсталации се осъществява в съответствие с Делегиран регламент (ЕС) 2019/331.

Съгласно чл. 43б, ал. 2 от ЗОИК, безплатни квоти се предоставят за производството на стоките в списъка по Приложение I на Регламент (ЕС) 2023/956 в количества, намалени с определен коефициент (коефициент по МКВЕГ), който е в размер 100 на сто до 31 декември 2025 година; 97,5 на сто през 2026 година; 95 на сто през 2027 година; 90 на сто през 2028 година; 77,5 на сто през 2029 година; 51,5 на сто през 2030 година; 39 на сто през 2031 година; 26,5 на сто през 2032 година и 14 на сто през 2033 година.

Съгласно ал. 3 не се предоставят безплатни квоти за производството на стоките в списъка по Приложение I на Регламент (ЕС) 2023/956 и не се прилага коефициентът по МКВЕГ след 2034 година.

Съгласно чл. 70е, ал. 1 от ЗОИК за съществуващи електроцентрали за производство на електрическа енергия, работещи с първичен енергоносител въглища или лигнитни въглища, от 1 януари 2026 г. се въвежда обща пределна граница на годишните емисии на въглероден диоксид. Годишните емисии на въглероден диоксид се отразяват в регистъра на Европейския съюз за търговия с квоти за емисии на парникови газове. Общата пределна граница е 10 983 000 тона въглероден диоксид и не се превишава от съществуващите електроцентрали, работещи с въглища или лигнитни въглища, до спирането на производството на електрическа енергия в тези централи. Изчисляването на емисиите се извършва съгласно правилата за мониторинг, докладване и проверка по ЗОИК за всяка година, във връзка с функционирането на ЕСТЕ.

Операторите на инсталации, обхванати от Системата за търговия с емисии на Европейския съюз, следва да подадат пред компетентния орган доклад за равнището на дейност през 2024 г. и 2025 г. в срок до 31 март 2026 г., съгласно изискванията на

Регламент (ЕС) 2019/1842. Регламентът е пряко приложим и задължителен в своята цялост и не предвижда удължаване на предвидения срок на национално ниво.

Съгласно правото на ЕС корекциите на безплатното разпределение се извършват въз основа на:

- докладваното равнище на дейност;

- приложимите стойности на CSCF и преразгледаните стойности на показателите за безплатното разпределяне на квоти за емисии на парникови газове (бенчмарк стойности) за периода 2026 г. – 2030 г.

Към настоящия момент делегираният акт на Европейската комисия за определяне на преразгледаните бенчмарк стойности за периода 2026 г. – 2030 г. не е приет.

Липсата на приети бенчмарк стойности създава обективна невъзможност за извършване на окончателни изчисления на безплатното разпределение за периода 2026 г. – 2030 г. към момента на подаване на докладите.

Приема се, че към датата на изтичане на срока (31 март 2026 г.), липсата на приет делегиран акт на Европейската комисия за определяне на преразгледаните бенчмарк стойности за периода 2026 г. – 2030 г. представлява обективно обстоятелство, независещо от операторите.

Окончателното изчисляване и прилагане на корекциите на безплатното разпределение за периода 2026 г. – 2030 г. ще се извърши след влизане в сила на делегирания акт на Европейската комисия за определяне на съответните бенчмарк стойности.

За прогнозния период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. по данни от официалния уебсайт на Intercontinental Exchange (ICE) за фючърс цените на CO_2 квоти (EUA Futures), за целите на ценовото регулиране в сектор „Топлоенергетика“, е приета прогнозна цена на CO_2 квотите в размер на **75,00 евро/t**.

Корекции на необходимите годишни приходи по формулата, посочена по-долу в т. 14 от общия подход, на основание чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени със средна цена на CO_2 квоти в размер на **75,05 евро/t**. Тя е получена въз основа на отчетени цени на CO_2 квоти, снети от официалния сайт на Европейската енергийна борса за проведените първични търгове в периода 01.07.2025 г. – 16.04.2026 г., без да се вземат предвид авиационните (EUAA), полските (PL), немските (DE) и търговете за Обединеното кралство по отношение на Северна Ирландия (NIR), както и с прогнозни цени на CO_2 квоти до края на текущия ценови период (30.06.2026 г.).

Въз основа на верифицирания доклад на съответния оператор на инсталация за календарната 2025 година са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от горива. На база утвърдения от Изпълнителна агенция по околна среда (ИАОС) образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление), средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. е изчислено общото количество отделени емисии от горивните инсталации.

Разходите за закупуване на квоти за емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално необходимите количества за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. се умножат по приетата прогнозна цена на CO_2 квотите в размер на **75,00 евро/t**.

14. Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 2020 г., е въведена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 – ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от

НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$Ht = Qg * (Цпг - Ц^{I})t + Qe*(Цпе - Ц^{II})t \pm Pt-1$, където:

Ht е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

Qg – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

Цпг – индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ, лв./MWh;

$Ц^{I}$ – отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

Qe –отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

Цпе - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$Ц^{II}$ – отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

Р – разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Ht-1, лв.;

t – ценовият период.

В случай че постигнатата помесечна цена на природния газ (Цп):

1. е по-висока от утвърдената от Комисията цена за съответния месец, по която обществеият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчислението на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва утвърдената от Комисията цена на обществения доставчик на природен газ;

2. е по-ниска от утвърдената от комисията цена за съответния месец, по която обществеият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена ($Цп^{I}$), изчислена по формулата:

$Цп^{I} = 0,5*(Цбг + Цп)$.

Корекцията може да бъде разсрочвана изцяло или частично при спазване на принципите по ЗЕ.

В съответствие с горните разпоредби при установени разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за квоти въглеродни емисии са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.

Тези корекции на необходимите годишни приходи, при топлофикационните дружества са отразени при изчисленията на преференциалните цени на електрическата енергия.

15. Разходите за гориво при производството на електрическа енергия в централите с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са разделени между двата продукта чрез коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия за съответната категория производител и вид на

инсталираните мощности, които се определят от Комисията за регулаторни цели в съответствие с изискванията на чл. 24, ал. 2 от НРЦЕЕ, глава втора, раздел I, т. 22 и глава трета, раздел III, т. 9 от Указания – НВ.

Съгласно принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, следва да се осигури равнопоставеност по отношение на определения размер на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия между отделните категории енергийни предприятия. В тази връзка е обосновано определянето им да се извърши по категории/групи на производителите, определени по преобладаващия дял на топлинния товар за битови или небитови нужди, вида на използваното гориво и вида на инсталираните мощности, при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия.

По критерия „преобладаващ дял на топлинния товар за битови и небитови нужди“, производителите са разделени на две основни групи:

- топлофикационни дружества с преобладаващ топлинен товар за битови нужди за снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти;

-всички други производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването, които имат топлинен товар изцяло или преобладаващ за небитови нужди.

По критерия „**вид на използваното гориво**“ топлофикационните дружества са разделени на две групи, като в едната са дружествата, използващи като основно гориво природен газ, а в другата – дружествата с централи с гориво въглища.

При определяне на цените на топлинната енергия и електрическата енергия, произведена по високоефективен способ от съществено значение е видът на инсталираните мощности, с които се генерират съответните енергии. Предвид обстоятелството, че при комбинираното производство водещ е топлинният товар, производството на електрическа енергия от ВЕКП е пряко зависимо от него. Топлинният товар за всяко дружество има силна волатилност в съответствие с климатичните особености, промяната на характера на потребление и прилагането на енергоспестяващи мерки от клиентите. Използването на различни инсталации за комбинирано производство (конвенционални и ко-генерационни) обуславя различни стойности на специфичните разходи на условно гориво, респективно различна ефективност и разход на гориво за производството. В съответствие с гореизложеното са определени **приведени коефициенти за ефективност** на производството на електрическа енергия, съгласно т. 9, глава трета, раздел III, от Указания – НВ, както следва:

1. Топлофикация София“ ЕАД – 0,2097;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,4065;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 0,3970;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 0,3082;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,3955;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,2707;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 0,3205;
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 0,3130;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,2508;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,3048;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,2644;
12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД – 0,2436;
13. „Когрийн“ ООД – 0,4900;
14. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 500 дка“ – 0,4200;

15. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 200 дка“ – 0,4300;
16. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД – 0,4200;
17. „Инертстрой – Калето“ АД – 0,4932;
18. „Оранжерии - Петров дол“ ООД – 0,4863;
19. ЧЗП „Румяна Величкова“ – 0,4952;
20. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД – 0,3190;
21. „Брикел“ ЕАД – 0,2935;
22. „Солвей Соди“ АД – 0,1532;
23. „Енергиен център Зебра“ ЕООД – 0,5200;
24. „Овердрайв“ АД – 0,5950;
25. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД – 0,6500;
26. „Нова Пауър“ ЕООД – 0,4900;
27. „Топлофикация Петрич“ ЕАД – 0,4200.

16. Прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценовия период

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на §1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на 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 НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на фючърсните и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни 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 платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните 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 (European Energy Exchange), които, независимо от недостатъчната си ликвидност, при пресмятане на

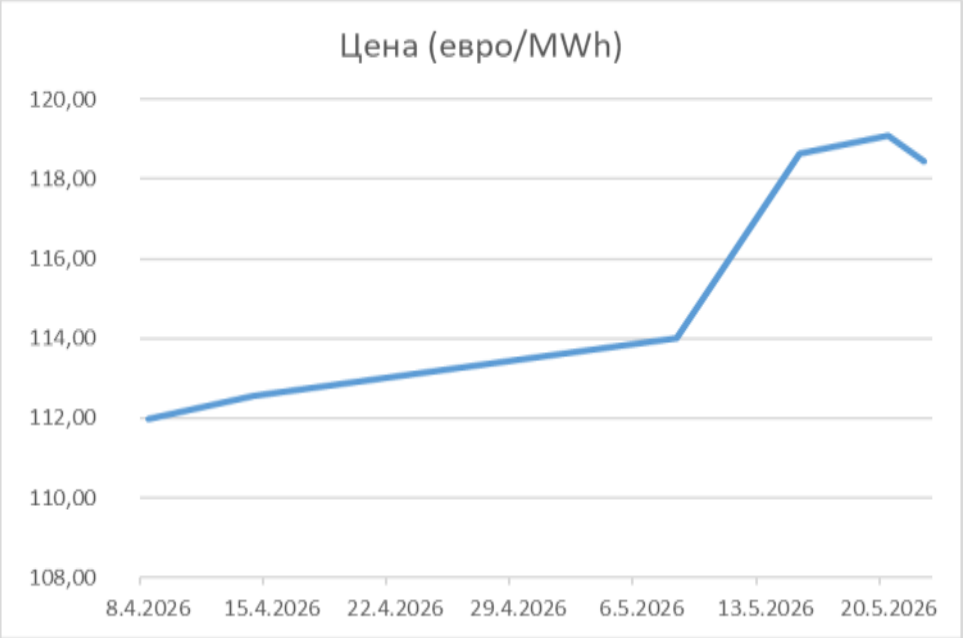
стойностите от платформата са взети предвид тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа.

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)
1	Q3 2026	122,25
2	Q4 2026	137,15
I	***H2 2026***	***129,70***
1	Q1 2027	130,71
2	Q2 2027	83,64
II	***H1 2027***	***107,18***
III	**Средна цена за периода**	**118,44**

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, бяха на нива от около 105 – 109 евро/MWh до 28.02.2026 г., когато започнаха военните действия в Иран. Впоследствие, с повишаване на цената на природния газ след затварянето на Ормузкия проток, отбелязаха ръст, който продължи 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, се промени през тази година за регионалния пазар на Югоизточна Европа, като може би ще е валидно само за зимните месеци, при липса на соларна енергия, което предполага, че не може влиянието му да се изключи 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) 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 придаде гъвкавост, което ограничи ролята на маневрените газови мощности, които определяха 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 осредната 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 за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, са както следва:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ АД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ АД, „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 Кс (р.2/р.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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**122,14 евро/MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 122,14 евро/MWh.

ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ НА ТОПЛИННА И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ПО КОМБИНИРАН НАЧИН И ПРЕМИИ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“

1. „ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-01-9 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 89,63 евро/MWh без ДДС;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 87,18 евро/MWh без ДДС;
- Преференциална цена на електрическата енергия – 446,28 евро/MWh без ДДС.

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

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %

к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	333,11	446,28	+33,97
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	69,48	89,63	+29,00
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ	67,39	87,18	+29,37

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 466,64 евро/knm^3;
- цена на мазут – 237,02 евро/t;
- цена на газьол – 1350,45 евро/t.

„Топлофикация София“ ЕАД е приложило документи, съгласно подробен опис. С писмо с изх. № Е-14-01-9 от 08.04.2026 г. от дружеството е изискана допълнителна информация, както следва: годишен финансов отчет за 2025 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводство и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; справки и пояснения относно прилагането на единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането.

С писмо с вх. № Е-14-01-9 от 15.04.2026 г., „Топлофикация София“ ЕАД е посочило, че към настоящия момент е в процес на извършване на одиторска заверка на годишния финансов отчет на дружеството за 2025 г., като предоставя предварителен неодитиран годишен финансов отчет за 2025 г., включващ отчет за финансовото състояние, отчет за всеобхватния доход, отчет за паричните потоци (пряк метод) и отчет за промените в собствения капитал. Дружеството е заявило, че непосредствено след приключване на одиторската проверка, заверения годишен финансов отчет за 2025 г., заедно с всички приложения към него, ще бъде предоставен в КЕВР. Също така са предоставени справки и пояснения относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането.

„Топлофикация София“ ЕАД е представило следната обосновка:

Производствена програма за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. – произведената електрическа енергия в двете топлоелектрически централи ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ е определена на база очакваната прогнозна продажба на топлинна енергия, отчитайки технологичните разходи по преноса и топлинната енергия за собствени нужди. Прогнозното производство на топлинна енергия за всички топлинни източници е прогнозирано на база реални данни от последните години.

Прогнозираното произведено количество топлинна енергия през новия ценови период е определено в размер на 4 739 005 MWh, което е с 4,8% над очаквания отчет за настоящия ценови период и с 5,2% над отчетеното през базисната 2025 г. Отразени са мерките за енергийна ефективност, прилагани при крайните потребители и увеличението на броя потребители на дружеството.

Технологични разходи при преноса на топлинната енергия – относителният дял на прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия спрямо отпуснатата топлинна енергия е 22,38%. Това представлява намаление с 2,17 процентни пункта спрямо очаквания отчет за настоящия ценови период и с 2,32 процентни пункта спрямо 2025 г.

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в абонатните станции е прогнозиран в размер на 0,81% от отпуснатата топлинна енергия. Спрямо 2025 г. се предвижда намаление на загубите от пропуски с 1,3 процентни пункта, а на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа – с 0,98 процентни пункта. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени както следва: 423 149 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа; 581 235 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях; 37 511 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

Производство на електрическа енергия – през новия ценови период дружеството предвижда електрическата енергия да бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин, в съответствие с Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. Произведената по този начин електрическа енергия е прогнозирана в размер на 686 800 MWh, което е с 3,6% по-малко спрямо очакваното производство за изтичащия регулаторен период. Планираната за реализация електрическа енергия е 538 970 MWh, което представлява намаление с 5,6% спрямо очаквания отчет за изтичащия ценови период и 4,6% спрямо базисната 2025 г. Това е направено на база очаквания топлинен товар, обезпечаващ електропроизводството, влиянието върху него на климатичните фактори и промяната на потреблението, следствие присъединяване на нови потребители и промяната на топлинните характеристики на сградния фонд.

Електрическа енергия за собствено потребление – прогнозното количество за новия ценови период е 17 535 MWh или 3,3% от цялата изнесена електрическа енергия, което служи за снабдяване на собствени обекти (абонатни и помпени станции и административни сгради), съгласно чл. 119, ал. 1, т. 1 от ЗЕ.

Горива за производство – необходимото гориво за производство през 2026/2027 г. възлиза на 641 804 knm^3 природен газ. Посочва се, че необходимото количество природен газ е определено въз основа на производствената програма на дружеството, прогнозните количества произведена топлинна и електрическа енергия, режимите на работа на мощностите и прогнозните технически показатели на съоръженията.

Признати годишни разходи за дейността за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.

Условно постоянни разходи – „Топлофикация София“ ЕАД е посочило, че планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството, поетите договорни ангажименти като в общия случай стойностите са планирани на нивото на отчетените през базисната 2025 г. или прогнозираните в бизнес плана на дружеството за 2026 г.

Разходи за амортизация – амортизационните отчисления на дълготрайните активи са изчислени в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Дружеството начислява амортизации на дълготрайни материални и нематериални активи, с изключение на природни ресурси, новопридобити активи за периода до въвеждането им в употреба, активи в процес на придобиване, активи в процес на ликвидация, както и напълно амортизирани активи до остатъчната им стойност. За всеки амортизируем актив или група активи се утвърждава амортизационен план, който служи като база за изготвяне на обобщения амортизационен план на дружеството, като се прилага линеен метод на амортизация.

Планираните разходи за амортизация са на стойност 24 604 хил. евро, планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база предварителния отчет за 2025 г. В стойността им не е включен ефектът на нарасналата справедлива стойност на нетекущите активи в резултат на извършената пазарна оценка към 31.12.2025 г. Разходите за амортизация са разпределени спрямо съответните активи, от които произхождат – на разходи за производство на електрическа енергия, разходи за производство на топлинна енергия и разходи за пренос на топлинна енергия. Амортизацията на активите от отоплителните централи (ОЦ) са отнесени изцяло към топлинната енергия, а амортизацията

на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия. Амортизационните разходи на активите от цеховете за комбинирано производство на двата ТЕЦ са разпределени между топлинната и електрическата енергия на база коефициент за разпределение на горивото между енергийната и водогрейната част на централата – съответно за ТЕЦ „София“ 76,3% за топлинна енергия и 23,7% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 63,9% за топлинна енергия и 36,1% за електрическа енергия. Разходите за амортизация на активи, обслужващи административната дейност на дружеството, се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия на база начислените разходи за работни заплати в съответните производствени структурни звена.

Разходи за ремонт – планирането на разходите за ремонти е извършено след оценка на неотложните ремонтни дейности в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производство, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след преглед и приоритизация на най-належащите ремонти, като подборът е извършен на база критерии като: предотвратяване на аварии; неотложна технологична необходимост; влияние върху технико-икономическите показатели; безопасност и сигурност; оптимизация на технологичните процеси; перспективи за бъдещо развитие и др.

Прогнозните разходи за ремонт са на стойност 10 503 хил. евро, като нарастват с 68% спрямо отчетените през 2025 г. и с 41% спрямо очакваните разходи за настоящия регулаторен период. Посочва се, че размерът им е съобразен с необходимостта от увеличаване на интензитета на ремонтните дейности. Разходите за ремонт на съоръжения от топлопреносната мрежа са в размер на 5 829 хил. евро и включват ремонтни дейности по главни стебла и отклонения с висока аварийност, топлофикационни камери, помпени и абонатни станции, мрежови помпи и други неотложни ремонти, свързани с поддържането на мрежата в техническа изправност.

Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки – общият размер на планираните разходи е 78 473 хил. евро, от които 60 648 хил. евро за заплати и възнаграждения и 17 824 хил. евро за осигурителни вноски и социални разходи. Посочва се, че съгласно постигнатата между работодателя и синдикалните организации договореност, индексацията на основните заплати се извършва от 1 юли на съответната година с процента на изменение на минималната работна заплата за страната, в сила от 1 януари на същата година. За регулаторния период 2026 - 2027 г. е отчетено увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2026 г. в размер на 12,6%. „Топлофикация София“ ЕАД отбелязва, че през последните години дружеството изпитва трайни затруднения при привличането и задържането на персонал за част от ключовите технически и експлоатационни длъжности, като недостигът на квалифицирани кадри е най-силно изразен в производствения сектор.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – прогнозният размер на тези разходи е 20 760 хил. евро, като спрямо базисната 2025 г. нараства с 2 428 хил. евро или 13,2%. В състава им не са включени разходите за: вноски във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), разходи за неустойки по договори, финансови разходи, разходи за предоставяне на услугата „дялово разпределение“, както и разходи, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ.

По-значително увеличение спрямо 2025 г. се предвижда при разходите за въоръжена и противопожарна охрана (537 хил. евро), при разходите за безплатна храна по Наредба № 11 от 21.12.2005 за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея (Наредба № 11) (292 хил. евро) и разходите за абонаментно поддържане (406 хил. евро). Нарастването при разходите за охрана е обусловено от увеличението на

минималната работна заплата за страната от 01.01.2026 г., което води до съответна индексация на възнагражденията на охранителния персонал съгласно условията на действащия договор. Увеличението на разходите за безплатна храна е съобразено с договореностите в Колективния трудов договор за индексацията им в зависимост от изменението на минималната работна заплата за страната. Планираното увеличение на разходите за абонаментно поддържане се дължи на разширения обхват и интензитет на дейностите по текуща експлоатация и поддръжка на топлопреносната мрежа и съоръженията и съпътстващите тези процеси разходи, включително разходи, свързани с възстановяване на градската инфраструктура, компенсаторно залесяване, поддръжка на сервитутни зони и други разходи, свързани с експлоатацията и ремонтите в мрежата и топлоизточниците.

Променливи разходи – планирани са в съответствие с производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и прогнозните цени на горивата за производство, CO_2 емисиите и останалите суровини, като общият им размер е 419 536 хил. евро.

Разходите за природен газ са на стойност 229 492 хил. евро и формират 54,1% от планираните разходи за дейността по лицензиите. За целите на ценообразуването дружеството е използвало наличните към 10.03.2026 г. тримесечни фючърси на холандския газов хъб TTF. При тези цени на база прогнозната консумация е получена среднопретеглена цена за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. в размер на 42,47 евро/MWh. Към нея са прибавени съответно: 0,2059 евро/MWh - цена за пренос през газопреносната и газоразпределителната мрежа и 1,1827 евро/MWh - средна цена за достъп, изчислена въз основа на прогнозните количества и заявените капацитетни продукти, при което крайната прогнозна цена за новия регулаторен период достига 43,86 евро/MWh.

Разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии – прогнозирани са в размер на 99 456 хил. евро, като същите са изчислени с прогнозна цена от 80,00 евро/t CO_2. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 243 200 t.

Разходите за вода, за закупена електрическа енергия и консумативи са планирани спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

Регулаторната база на активите – РБА за новия ценови период е в размер на 200 192 хил. евро, изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Признатата стойност на активите е отчетената стойност на активите на дружеството към края на 2025 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Основните активи, формиращи РБА, са производствените централи и топлопреносната мрежа, както и всички прилежащи компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства и др.). В съответствие с Указания-НВ, за регулаторния период в стойността на дълготрайните активи не са включени извършваните преоценки на ДМА и ДНА съгласно Международните счетоводни стандарти. В РБА не са включени почивните станции и имотите, отдадени под наем, както и е приспадната стойността на активите, придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в размер на 22 776 хил. евро.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации съгласно т. 32.5. от Указания-НВ и е в размер на 6 103 хил. евро. Разпределението на оборотния капитал между топлинна и електрическа енергия и разделно и комбинирано производство е извършено на база дела на дълготрайните активи за съответния продукт/метод на производство. Разпределението между производство и пренос е извършено като 1/8 от признатите разходи с приспадната амортизация за съответната дейност.

Норма на възвръщаемост – общата норма на възвръщаемост на капитала за ценови период 2026 г. – 2027 г. е изчислена съгласно чл. 10 от НРЦТЕ и т.35 от Указания-НВ в

размер на 5,58%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2025 г.

Капиталовата структура към 31.12.2025 г. се състои от 100% собствен капитал, като съгласно предварителния, неодитиран финансов отчет към 31.12.2025 г., собственият капитал е в размер на 55 030 хил. евро. Съгласно т. 38 от Указания-НВ към стойността на собствения капитал не е отчетен текущият финансов резултат за 2025 г., в резултат на което размерът му, посочен в ценовия модел, е 269 601 хил. евро.

За определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал дружеството е посочило, че е приложена формулата по чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ, както следва:

НВСК = НВб + βL * (НВп – НВб), където:

НВб е безрискова премия;

βL е лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“;

НВп е пазарна рискова премия.

Дружеството е посочило, че за определяне на безрисковата премия са използвани наличните данни на БНБ за средната стойност за последните 12 месеца (март 2025 г. – февруари 2026 г.) на дългосрочния лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който е в размер на 3,93%.

Дружеството е отбелязало, че по данни, публикувани на сайта на Aswath Damodaran - betaEurope.xls (live.com), безлостовият β коефициент за сектор „Енергетика“ в Европа е 0,424, като при капиталова структура на дружеството към 31.12.2025 г. със 100% дял на собствения капитал, лостовият β коефициент остава без промяна в размер на: 0,424.

Относно пазарната рискова премия съгласно публикациите на сайта на Aswath Damodaran: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html пазарната рискова премия за България е в размер на 6,30%, която включва в себе си системен риск за развити пазари от 4,23% и 2,07% - специфичен странови риск за България.

Дружеството е посочило, че на база на описаните изходни данни и прилагане на формулата за определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал в чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ, нормата на възвръщаемост на собствения капитал е изчислена в размер на 4,93%. При залагане в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ на ценовия модел актуалната норма на възвръщаемост на собствения капитал, среднопретеглената норма на възвръщаемост за дружеството преди данъчно облагане съгласно ценовия модел е в размер на 5,48%.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 277,35 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

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

1.1. Прогнозната цена на закупените квоти за емисии CO_2 е коригирана от 80 евро/t на 75 евро/t, в съответствие с т. 13 от общия подход.

Прогнозни количества емисии CO_2: 1 243 200 t намалени със 73 947 t до ниво на отчета за 2025 г. в размер на 1 169 253 t.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t X 1 169 253 t = 87 694 хил. евро.

1.2. Разходите за ремонт са коригирани от 10 503 хил. евро на 6 245 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

1.3. Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 60 648 хил. евро на 51 092 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

1.4. Разходите за осигурителни вноски са коригирани от 12 398 хил. евро на 9 343 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

1.5. Разходите за социални разходи са коригирани от 5 427 хил. евро на 4 471 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

1.6. Разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 3 205 хил. евро на 2 799 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

1.7. Общите разходи за въоръжена и противопожарна охрана са коригирани от 3 404 хил. евро на 2 163 хил. евро, като в производството са признати на ниво отчет за 2025 г. в размер на 1 183 хил. евро, а в преноса на топлинна енергия са коригирани на 980 хил. евро

1.8. Разходите за наеми са коригирани от 135 хил. евро на 82 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

1.9. Разходите за публикации са коригирани от 106 хил. евро на 59 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

1.10. Разходите за външни услуги са коригирани от 300 хил. евро на 149 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

1.11. Разходите за квалификация са коригирани от 206 хил. евро на 71 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ количеството произведена електрическа енергия е коригирано от 686 800 MWh на 704 061 MWh или със 17 261 MWh, на ниво отчет за 2025 г.

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ количеството електрическа енергия за собствени нужди е коригирано от 147 830 MWh (21,52%) на 137 830 MWh (19,58%) или с 27 261 MWh, на ниво отчет за 2025 г.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 041 895 MWh (22,38%) на 891 061 MWh (19,14%) или със 150 834 MWh

5. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

5.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

5.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,55 евро/MWh;

5.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,25 + 1,47 = 1,72 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 41,27 евро/MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

[TLP-…..]
Ниво ..

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**249 214**	**237 462**	**230 886**	**375 781**	**691 732**	**942 044**	**1 047 461**	**876 288**	**841 027**	496 634	306 551	263 944	**6 559 023**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	37,71	37,71	37,71	37,71	37,71	37,71	37,71	37,71	37,71	37,71	37,71	37,71	**37,71**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh	34,56	33,40	32,61	32,78	35,45	34,04	33,21	34,31	34,15	35,63	41,86	41,37	**34,76**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	785,39	1 025,35	1 177,88	1 852,59	1 562,69	3 460,80	4 712,79	2 982,53	2 991,37	1 035,10	153,91	-106,69	**21 634**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**32,69**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,65	3,26	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	34,56	33,39	32,61	32,78	35,45	34,04	33,21	34,31	34,15	35,63	37,21	38,11	**34,41**
Достъп + пренос	**€/MWh**	1,56	1,65	1,67	1,59	1,80	1,82	2,06	2,01	1,55	1,36	1,23	1,13	**1,72**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**1 179 071**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**75,05**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. €	**-5 954,31**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
-12 402,30	**-13 028,37**	**-626,07**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **15 053,35**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация София“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация София“ ЕАД			
	Предложение	**След корекция**	**Изменение, %**
Справка № 1 – „Разходи“			
1. Разходи за ремонт	10 503	6 245	-40,54%
2. Разходи за заплати и възнаграждения	60 648	51 092	-15,76%
3. Разходи за осигурителни вноски	12 398	9 343	-24,64%
4. Социални разходи	5 427	4 471	-17,62%
5. Разходи за абонаментно поддържане	3 205	2 799	-12,67%
6. Разходи за въоръжена и противопожарна охрана	3 404	2 163	-36,46%
7 Разходи за наеми	135	82	-39,26%
8. Разходи за публикации	106	59	-44,34%
9. Разходи за външни услуги	300	149	-50,33%
10. Разходи за квалификация	206	71	-65,53%
11. Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2)	99 456	87 694	-11,83%
Справка № 4 „ТИП в производството“			
1. Количество електрическа енергия за собствени нужди	147 830	137 830	-6,76%
2. Произведена електрическа енергия	686 800	704 061	2,51%
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	22,38	19,14	-3,24
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	3 613 596	3 764 429	4,17%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са изчислени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация София“ ЕАД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	400,01
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	277,87
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	73,30
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ	71,10

Ценообразуващи елементи на изчислените цени:

- Необходими годишни приходи – 517 450 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 506 799 хил. евро, от които условно-постоянни – 114 033 хил. евро и променливи 392 766 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 194 364 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 5,48%;

- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 566 231 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 764 429 MWh.

2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-49-8 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 77,08 евро/MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 76,57 евро/MWh без ДДС;

3. Преференциална цена на електрическа енергия – 214,79 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	173,41	208,03	+19,96
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	68,40	77,08	+12,69
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ	67,89	76,57	+12,78

Разликата в преференциалната цена по заявление и в ценовия модел се дължи на обстоятелството, че в ценовия модел не са включени корекциите по чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природен газ – 533,15 евро/knm^3 при долна работна калоричност 8400 kcal/knm^3 и газьол – 1200 евро/t при долна работна калоричност 10 130 kcal/kg.

Като приложение към заявлението е представено и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения на дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. Дружеството посочва, че няма единна методика за изчисляване на паричната стойност на реализираните мерки за енергийни спестявания, но

прави искане за включване в необходимите годишни приходи на ЕВН ТР на сумата от 3 186 лв. без ДДС за годишни индивидуални цели за енергийни спестявания в размер на 0,354 GWh. Посочват, че цената е формирана след анализ на пазарната среда при продажба на удостоверения за енергийни спестявания, които са на стойност от 9 лв. без ДДС за 1 MWh спестена енергия при крайното потребление. Дружеството отбелязва, че съгласно чл. 57, ал. 2, т. 3 от Закона за енергийна ефективност (ЗЕЕ), промишлената система на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД подлежи на задължително обследване за енергийна ефективност. През 2024 г. е било извършено обследване за енергийна ефективност, част „Топлопреносна мрежа“, за което дружеството е било сключило договор с „ТЮФ Рейнланд България“ ЕООД на стойност 48 700 лв. без ДДС, която иска да бъде компенсирана.

С писмо с изх. № Е-14-49-8 от 08.04.2026 г. от дружеството е изискана следната допълнителна информация: подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения; декларация от законните представители на дружеството, за това, че юрисконсултските възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-49-8 от 15.04.2026 г. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило изисканата информация и документи, както следва: подробна информация за получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, както и декларация от законните представители на дружеството, за това, че юрисконсултските възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; разходооправдателни документи (12 бр. фактури) за закупените от дружеството количества CO_2 квоти за последния ценовия период.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД (ЕВН ТР) е представило следната обосновка:

Дружеството е посочило, че параметрите за ценообразуване са калкулирани в съответствие с НРЦТЕ и Указания-НВ при следните допускания: Преди започване на военния конфликт прогнозната средна цена на базов товар за електрическа енергия за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. на търгуваните на Европейската енергийна борса (EEX) фючърси за България към ден на търговия 30.01.2026 г. е 106,08 евро/MWh, като към ден на търговия 27.02.2026 г. спада на 96,53 евро/MWh. След започване на военния конфликт прогнозната средна цена на базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. се повишава до 123,51 евро/MWh на база данни от ден на търговия 09.03.2026 г. Последвалата ескалация на конфликта, допълнително подсилена и от изявленията на президента на САЩ, веднага предизвика допълнителен рязък скок в глобалните цени на енергията включително и в България, в резултат на което прогнозната средна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. с ден на търговия 19.03.2026 г. достига 130,62 евро/MWh. В последствие, когато президентът на САЩ отмени планираните удари по иранските електроцентрали и обяви „продуктивни разговори“, пазарите реагираха мигновено и фючърсите за електроенергия показаха понижение до 126,44 евро/MWh в прогнозната средна цена за базов товар за периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г. с ден на търговия 23.03.2026 г.

В резултат на направения анализ на движението на прогнозните цени на електрическа енергия за базов товар от началото на месец март, дружеството счита, че е удачно да се отрази повишението на прогнозните цени, но от друга страна предвид изразената висока волатилност, счита че е методически по-коректно да не се вземат предвид най-екстремните стойности при формиране на оценка. На база на извършеното изследване дружеството определя като подходящо използването на междинна стойност в диапазона 120-125 евро/MWh. Изборът на средна стойност в този интервал съвпада с

прогнозното ценово равнище от 123,51 евро/MWh, регистрирано с ден на търговия 9 март 2026 г. Така за целите на ценовото заявление дружеството използва търгуваните на EEX фючърси за България към ден на търговия 09.03.2026 г. Според дружеството, използването на тези данни осигурява реалистичен подход, отразяващ съществуващите рискове и актуалната пазарна конюнктура.

- Цената на произведената електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП в размер на 123,99 евро/MWh е в резултат от базова цена в размер на 123,51 евро/MWh, определена на база на налични котировки от EEX за фючърси за България към ден на търговия 09.03.2026 г. и групов коефициент в размер на 1,00397, приложен в Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г. на КЕВР.

- Цена на природен газ – разходите за основно гориво природен газ са остойностени на база прогнозна цена, към която са добавени цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа. Прогнозната цена е базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX към ден на търговия 09.03.2026 г.

- Цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, и съобразени с производствената програма на дружеството;

- Цена на въглеродни емисии в размер на 70,93 евро/тон. Дружеството е извършило собствена оценка на прогнозната цена на CO_2 квотите. Прогнозната цена е базирана на фючърс за EUA от EEX към ден на търговия 09.03.2026 г.

Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период – прогнозните количества отпусната топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на 321 564 MWh, които са планирани на база очаквани продажби на топлинна енергия, прогноза на технологични разходи по преноса на топлинна енергия, във връзка с отчетената температура на въздуха за гр. Пловдив и тенденцията в потреблението през последните години. Анализът на дружеството показва, че не се очаква значителна промяна на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

Прогноза на собственото потребление на топлинна енергия в топлоизточниците за ценовия период – дружеството е отчело топлинна енергия за собствени нужди през 2025 г. в размер на 8 423 MWh и за новия ценови период прогнозира топлинната енергия за собствени нужди в размер на 9 078 MWh, като е посочило, че планираното увеличение с 655 MWh се дължи на очаквания по-голям период на използване на инсталация Когенерация, спрямо отчетената продължителност през 2025 г.

Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи

Дружеството е посочило, че за определяне количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса е направен анализ на изменението на реалните отчетени стойности за последните 8 ценови години и на усилията на ЕВН ТР за намаляването им.

Технологични разходи на топлинна енергия в абонатни станции – дружеството посочва, че всички абонатни станции, част от топлопреносната мрежа, са рехабилитирани през периода от 2001 г. до 2002 г. Изцяло е заменено регулирането им, а около 72% от остарелите подгреватели за отопление и горещо водоснабдяване и елеваторите са заменени с пластинчати подгреватели. След 2006 г. поетапно са подменени останалите кожухотръбни подгреватели с пластинчати. През периода от 2006 г. до 2008 г. всички абонатни станции с кожухотръбни подгреватели са напълно изолирани. Посочва се, че новоизграждащите се абонатни станции са от съвременен тип. Изменението на технологичните разходи в абонатните станции основно зависи от броя на работещите абонатни станции (АС), режимите на работа, броя работни дни на всяка АС, като годишните стойности на тези разходи не се изменят съществено през разглеждания период. За предстоящия ценови период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. тези разходи са прогнозирани в размер на 9 110 MWh и съответстват на тенденцията за леко увеличение на броя АС.

Технологични разходи на топлинна енергия от изтичане на топлоносител

Дружеството е посочило, че загубите на топлоносител – гореща вода и топлинна енергия, са в пряка зависимост от техническото състояние на топлопреносната мрежа и има тенденция за увеличаването на загубите на топлинна енергия поради влошаване на физически и технологични характеристики на стареещата част от топлопреносната мрежа на ЕВН ТР. През разглежданите ценови години „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД полага необходимите и възможни усилия да поддържа топлопреносната мрежа в добро състояние, така че да пренася топлоносител като ограничава загубите му. С оглед на това, посочва, че своевременно се отстраняват констатираните аварийни пробиви по топлопроводите и се извършва рехабилитация на силно компрометирани участъци. ЕВН ТР продължава да подменя остарели салникови компенсатори с линзови, но тези действия не са достатъчни, за да бъде преустановено увеличаването на загубите и тази тенденция да бъде обърната в посока към намаляването им. В периода от 2014 г. до 2025 г., рехабилитираните и новопостроените топлопреносни трасета са с обща дължина от 21,1 km, което представлява едва 11,1% от общата дължина на мрежата към края на 2025 г. – 189,9 km. За 2025 г. дружеството отчита намаление на внесената топлинна енергия от пропуски на топлоносител гореща вода спрямо отчета на 2024 г. с 11,6% поради значително по-малката продължителност на работа на когенерацията.

Основавайки се на планираната средночасова стойност на добавъчната вода за ценовия период, загубите на топлинна енергия от пропуски на вода са пресметнати в размер на 16 730 MWh.

Технологични разходи на топлинна енергия от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях – въз основа на извършен анализ, дружеството приема за новия ценови период, че загубите на топлинна енергия от излъчване ще бъдат в размер на 83 691 MWh. Това количество се равнява на изцяло рехабилитирана топлопреносна мрежа.

Необходими прогнозни количества топлинна енергия за ценовия период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.

На база направения анализ за трите елемента на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, дружеството е прогнозирало, че **технологичните разходи на топлинна енергия** са в общ размер на **109 531 MWh**, което е **относителен дял от 35%**, като са изложени съответните аргументи за това.

Прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди (СН) и трансформация – потреблението на електрическа енергия за СН на Когенерацията е прогнозирано в размер на 8 910 MWh, което е с 1 915 MWh повече от отчетеното през 2025 г., което дружеството е посочило, че се дължи на по-голямата продължителност на работа на инсталацията през новия ценови период – с над 2 200 часа. Прогнозата на електрическа енергия за СН за производство на топлинна енергия е повече, със 895 MWh, дължащо се на по-продължителното използване на Когенерацията спрямо 2025 г. Дружеството е посочило, че за инсталация Когенерация, за ценовия период се предвижда един престой за ремонт през месец юли 2026 г.

Регулаторна база на активите – дружеството е посочило, че стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията е калкулирана съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Активите за новия ценови период са базирани на одобрените с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления. Основни позиции са производствените централи (Когенерационна централа, ОЦ Север, ОЦ Юг) и топлопреносната мрежа (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства). Активите на производствена Когенерационна централа са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електрическа енергия, само за производство на топлинна енергия или служат за

комбинирано производството и на двата продукта. Активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределят между активите за производство и активите за пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2025 г. За периода януари-декември 2025 г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство са 97 588 часа, а тези свързани с пренос 92 112 часа. На тази база 51% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 49% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Необходим оборотен капитал (НОК) – изчислен е като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В резултат на направените изчисления, дружеството предлага да се утвърди НОК в размер на 7 507 хил. евро. Получената сума за НОК се разпределя между регулаторната база на активите за производство и РБА за преноса на топлинна енергия на база на „Коефициент за разпределение на горивото при комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата“. Коефициентът е калкулиран на база постигнати ефективности за електрическа и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 година.

Финансирания – в калкулацията са включени финансиране за ново присъединяване на стойност 138 хил. лв. и финансиране от община Пловдив за изграждане на Първа градска магистрала в размер на 173 хил. лв. Общата стойност на финансиранията включени в Справка 2 „РБА“ са в размер на 113 хил. евро.

След извършена калкулация по формулата в НРЦТЕ, дружеството е получило за РБА **77 488 хил. евро.**

Норма на възвръщаемост на собствения капитал – дружеството е посочило, че за целите на изчисленията е използвало общоприетия „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing Model -CAPM), като обръща внимание, че този модел е използван от Комисията в ценовите решения през 2021 г., 2022 г., 2023 г. и 2025 г.

Дружеството е получило Безрискова премия – 3,93%, а за безлостовият β коефициент, който отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала, за дружествата в енергийния сектор в Европа е 0,42. При целева структура на капитала за регулаторни цели капиталова структура (16,03/83,97) и размера на данъчната ставка 10% се преобразува в лостов коефициент със стойност – 0,497.

Дружеството предлага Пазарна рискова премия в размер на 6,30%, която е получена като сбор от стойностите на системния риск (4,23%) и специфичния държавен риск за България (2,07%).

След извършените изчисления, дружеството е получило норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7,06%, а нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена в размер на 6,00%.

В резултат на извършените от дружеството изчисления, е получена норма на възвръщаемост на капитала – 7,55%.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – планирани са в размер на 7 022 хил. евро, на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. Симулацията на активите в позиции „Сгради“, „Транспортни средства“, „Стопански инвентар“ и „Други дълготрайни материални активи“ е изготвена на база балансовата стойност на активите към 31.12.2025 г., изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Разходите за амортизация на активите от позиция „Машини, съоръжения и оборудване“ са изчислени за регулаторни цели на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни кроти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия.

Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта. Амортизацията на активите от производствена централа Нова когенерационна централа се разпределя съответно според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия, или служат за комбинирано производството и на двата продукта. Амортизацията на 3 броя водогрейни котли площадката на ТЕЦ „Пловдив-Север“ и 2 броя водогрейни котли на площадката на ОЦ „Пловдив Юг“ с номинална мощност от 19 MW всеки се отнася директно към разходите за производство на топлинна енергия, тъй като тези активи служат само за производство на топлинна енергия. Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия. Разходите за амортизация на други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределя между разходите за производство и пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2025 година съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода януари-декември 2025 г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство 97 588 ч., а тези свързани с пренос 92 112 ч. На тази база 51% от стойността на активите свързани с административната работа на дружеството се разпределя за производство на енергия, а 49% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Разходи за ремонт – планирани са спрямо нужди от поддържане в изправно състояние съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия за правилното им и безопасно функциониране. Разходи за ремонти са планирани по обекти. Основните обекти в ремонтната програма са: инспекция на газова турбина SGT-700 – 153 хил. евро; инспекция на парна турбина SST-300 – 20 хил. евро; ремонт на подгреватели – 20 хил. евро; доставка на честотни регулатори за системата GT OiL помпи – 3 хил. евро; ремонт на абонатни станции – 2 хил. евро.

Разходи, свързани с персонала – планирано е увеличение на разходи за регулирана дейност, свързани с персонала в размер на 3 745 хил. евро, основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения и увеличението на осигурителния праг. В планираните разходи не са включени разходи непризнати за целите на ценовото регулиране съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – планирани са в размер на 5 183 хил. евро на базата на отчетните разходи през 2025 г., индексирани с обявената от Националния статистически институт (НСИ) средногодишна инфлация от 4,6% за периода януари 2024 г. – декември 2024 г. спрямо периода януари 2025 г. – декември 2025 г.

Вътрешно-групови разходи, **свързани с дейността** – планирани са в размер на 2 223 хил. евро или с 98 хил. евро повече спрямо отчетната стойност за базовата 2025 г.

Приходи от присъединяване и услуги – планирани са в размер на 128 хил. евро или с 6 хил. евро повече спрямо отчетната стойност за базовата 2025 г., като са получени на база отчетни данни за приходите от услуги, индексирани със средногодишна инфлация от 4,6% за периода януари 2024 г. – декември 2024 г. спрямо периода януари 2025 г. – декември 2025 г. Планираните приходи са от: услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, присъединяване на нови клиенти и приходи от услуги.

Прогнозните условно–постоянни разходи за новия ценови период са в общ размер на 16 020 хил. евро.

Променливи разходи – планирани са в размер на 51 060 хил. евро, или същите се увеличават с 10 073 хил. евро, спрямо отчетната стойност за базовата 2025 г. (40 987 хил. евро).

Разходите за материали – наблюдава се увеличение на разходите за материали спрямо базисната 2025 г., в които основна тежест има разходът за природен газ.

Прогнозните разходи са калкулирани с цена на природен газ е базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX ден на търговия 09.03.2026 г. Financial Futures (EGSI) Market Data (eex.com) предвид методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“, в която преобладаващ дял има цената за месец напред на хъб TTF. Използвани са месечни котировки. В разходите за горива са предвидени разходи за природен газ и за газьол. Съгласно инструкциите за експлоатация на производителя на оборудването на водогрейните котли е необходимо периодично кратковременно тестване на котлите за работа с резервно гориво, за да се осигури функционалност и надеждност. В тази връзка са предвидени разходи за газьол за всички водогрейни котли.

Разходи за закупена електрическа енергия са планирани спрямо производствените нужди кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите за електрическа енергия са прогнозирани по месеци и по видове напрежение.

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

Разходите за консумативи са планирани спрямо производствените нужди кореспондиращи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходи за консумативи са планирани по месеци и по видове консумативи. И възлизат на 46 741 евро.

Разходи за акциз на природния газ – възлизат на 545 хил. евро.

Дружеството е посочило, че в променливите разходи не са прогнозирани **разходи за външни услуги.**

Разходите за въглеродни емисии – дружеството е посочило, че всички горивни инсталации, които се експлоатират на площадките на двете отоплителни централи, собственост на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, са включени в Схемата за търговия с емисии на Европейския съюз (СТЕ на ЕС), съгласно Директива 2003/87/ЕО за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността. Посочва се, че от 01.01.2021 г. е влязла в сила IV-та фаза на Схемата за търговия с емисии на парникови газове на Европейският съюз (СТЕ на ЕС), която обхваща периода 2021 – 2030 г. включително, който е разделен на два етапа: 2021 г. – 2025 г. и 2026 г. – 2030 г. През тази фаза също има възможност за безплатно разпределяне на квоти за емисии на парникови газове на операторите на инсталации за производство само на топлинна енергия, но количеството квоти е значително занижено в сравнение с предходните три фази на СТЕ. Също така са променени и правилата за разпределение, като то е обвързано с промените в реалната работа на инсталациите и при промяна в равнището на активност с повече от 10% на годишна база, се преизчислява количеството на предварително разпределените безплатни квоти. ЕВН ТР е посочило, че за 2024 г. е отчетена промяна над 10% в равнището на активност на инсталациите, разположени на площадката на ОЦ „Пловдив-Юг“, което се отразява в промяна на предварително разпределените безплатни квоти за тези инсталации, считано от 2025 г.

След извършената корекция, във връзка с промяната на равнището на активност, общо за двете централи на дружеството са разпределени безплатни квоти в следния размер:

Безплатни CO_2 квоти, тона	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**	**2025 г.**	**ОБЩО**
	15 053	**16 548**	**16 929**	**15 403**	**14 540**	**78 473**

Разходите за закупуване на квоти за емисии въглероден диоксид (CO_2) са определени

като очаквано емитираните парникови газове (CO_2) при производството се остойностят с цена на емисиите, базирана на фючърс за EUA от EEX към ден на търговия 09.03.2026 г. Futures Market (eex.com). Използвани са месечни котировки.

Разходи за неустойки за покупка на природен газ извън график – калкулация и признаване на разходи от 71 хил. евро за прието количество над 107% съответно под 93% от дневното договорено количество (ДДК) по договор с „Булгаргаз“ ЕАД за продажба на природен газ, калкулирани като процент от ДДК природен газ умножен по разликата между дневната средна цена за балансиране за съответния газов ден и цената на „Булгаргаз“ ЕАД за количества над 107% от ДДК (т. 6.3. от договор с „Булгаргаз“ ЕАД за продажба на природен газ) или разликата между цената на „Булгаргаз“ ЕАД и дневната средна цена при балансиране за количества под 93% от (т. 6.4. от договор с „Булгаргаз“ ЕАД за продажба на природен газ).

Дружеството е изчислило **необходимите годишни приходи** в размер на 72 931 хил. евро.

В обосновката са представени подробни данни и изчисления за корекциите по чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Дружеството посочва, че следва да се начисли корекция по природен газ за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. в размер на -504 хил. евро. По отношение на корекцията на разходите за квоти за въглеродни емисии за периода 01.07.2025 г. до 28.02.2026 г. (отчет) и с прогноза от 01.03.2026 г. до края на ценовия период (30.06.2026 г.) дружеството е получило недовзет приход от -867,63 хил. евро.

Калкулация на Pt-1, представляващо разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Ht-1, където t-1 е ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. Извършена е калкулация на корекцията по природен газ за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., като се посочва, че с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г. за същия този период е калкулирана корекция на разходите по природен газ в размер на -3 013 хил. лв. Дружеството счита, че разходите за основно гориво – природен газ следва да се коригират допълнително със сумата от -652 хил. лв. или -333 хил. евро. Извършена е и калкулация на корекцията на разходите за квоти за въглеродни емисии за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. Посочва се, че с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г. за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. е калкулирана корекция на разходите за квоти за въглеродни емисии в размер на 572 хил. лв., като дружеството счита, че разходите за квоти за въглеродни емисии следва да се коригират допълнително със сумата от -225 хил. лв. или -115 хил. евро. При изчисленията за Pt-1 е получено -448 хил. евро. Дружеството е калкулирало **корекция на необходимите приходи** (Ht) по следната формула: Ht = Qg * (Цпг – ЦІ)t + Qe*(Цпе – ЦІІ)t ± Pt-1, като е получило -1820 хил. евро, както и Ht = 397 хил. евро.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 50,0 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

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

1.1. Корекциите за природен газ (разходи за природен газ извън график), посочени от дружеството, не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи.

1.2. Прогнозната цена на закупените емисии CO_2 е коригирана от 70,93 евро/t на 75 евро/t, в съответствие с т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO_2: 144 145,65 t, заявени от дружеството;

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t X 144 145,65 t = 10 811 хил. евро.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 74 242,00 knm^3, съгласно заявеното от дружеството.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации;

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 35% на 26,06%, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

4.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

4.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ 38,98 евро/MWh;

4.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,20 + 1,52 = 1,72 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 40,70 евро/MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ: [TLP-…..]
Ниво ..

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**14 210**	**28 182**	**40 405**	**61 211**	**85 546**	**106 869**	**118 417**	**102 022**	**97 796**	65 908	47 023	15 907	**783 496**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	37,05	37,05	37,05	37,05	37,05	37,05	37,05	37,05	37,05	37,05	37,05	37,05	**37,05**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh	37,51	33,97	32,39	32,56	34,88	33,37	33,18	33,76	34,29	58,43	56,94	59,07	**37,70**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	-6,58	86,69	188,22	280,98	176,54	374,67	499,24	324,12	269,14	52,46	-18,29	-72,17	**2 155**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**32,62**
		0,00	0,00	0,00	0,11	-0,19	-0,33	0,35	-0,21	0,00	22,18	19,51	17,49	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	37,51	33,97	32,39	32,45	34,98	33,54	32,83	33,87	34,29	36,25	37,43	41,58	**34,29**
Достъп + пренос	**€/MWh**	4,50	2,22	1,44	1,26	1,43	1,49	1,68	1,67	1,69	1,98	1,45	4,60	**1,72**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	134 000			
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**	**разходи по прогноза**	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. €**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**75,05**	**-1 247,95**	**-1 588,91**	**-340,96**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. €	**-676,70**			

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **1 137,35**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение, %**
Променливи разходи, хил. евро, в т.ч.:			
1. Корекция газ	71	0	-100%
2. Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2)	10 224	10 667	+4,33%
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. евро	77 488	76 659	-1,07%
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	35,00	26,06	-8,94%
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	203 415	231 399	+13,76%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	176,22
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	54,08
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	70,93
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ	69,93

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 66 238 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 60 450 хил. евро, от които условно-постоянни – 16 020 хил. евро и променливи – 44 430 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 76 659 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 7,55%;
- Количество електрическа енергия – 279 270 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 269 238 MWh;
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 10 032 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 231 399 MWh.

3. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛЕВЕН“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-04-8 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 59,06 евро/MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 53,26 евро/MWh без ДДС;

3. Преференциална цена на електрическа енергия – 181,08 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация - Плевен“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	162,55	181,08	+11,40
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	47,87	53,26	+11,27
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	58,83	59,06	+0,39

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природния газ – 376,18 евро/knm^3 без ДДС.

„Топлофикация - Плевен“ АД е представило следната обосновка:

1. За изпълнение на производствената си програма през новия регулаторен период от 01.07.2026 г . до 30.06.2027 г., дружеството ще експлоатира две инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия –комбиниран паро-газов цикъл (КПГЦ), състоящ се от газова турбина с котел-утилизатор, енергиен парогенератор и парни турбини, както и ДВГ, състояща се от 3 броя газови бутални двигатели с котел-утилизатори. Стремежът на дружеството е да подобри постигнатите през отчетната година и през отчетния период обща ефективност на производство. При достигната за отчетния период обща ефективност на двете инсталации 78,35% се предвижда през новия регулаторен период ефективността да бъде 78,91%. При така предвидените количества електрическа и топлинна енергия природният газ през регулаторния период е 112 350 knm^3. Дружеството посочва, че се запазват нивата на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия, като при нормата за електроенергия има намаление, а при нормата за топлоенергия има увеличение спрямо постигнатите през отчетната година. За електрическата енергия разчетът за разходната норма за производство е 130,25 гр.у.г./кWh, а за топлинната енергия разходната норма е 163,52 кг.у.г/MWh при постигнати през 2025 г. съответно 134,25 гр.у.г./кWh и 162,08 кг.у.г/MWh.

2. Според дружеството разчета за новия регулаторен период е направен на база на постигнатите през отчетната година резултати.

Предвижда се произведената електроенергия да бъде 409 100 MWh, а собствените нужди – 34 100 MWh, или 8,34% от произведената електрическа енергия, при отчетени за 2025 година 8,35%. Не се предвижда промяна на количествата произведена електрическа енергия спрямо отчетната година. Продадената комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство се предвижда да е 375 000 MWh.

3. Дружеството предвижда увеличение на количествата топлинна енергия за реализация с топлоносител гореща вода спрямо нивото на отчетеното през 2025 г. с около 5 000 MWh. Топлинната енергия за разпределение с гореща вода за предстоящия регулаторен

период се очаква да е 191 000 MWh. Предвижда се и запазване на нивото на количеството топлинна енергия с топлоносител пара.

4. Дружеството е посочило, че при тези допускания, разходът на природен газ за разчетния период е 112 350 knm^3 или увеличение с 1,1%, без използване на резервно гориво - мазут. Цената на природния газ за предстоящия ценови период е получена при използване на утвърденото от Комисията Приложение № 2, като е използвана последната утвърдена цена на „Булгаргаз“ ЕАД за месец март 2026 г. цена от 32,60 евро/MWh, актуалната цена за пренос – 0,1705 евро/MWh и прогнозна индивидуална цена на капацитетни продукти в размер на 1,50 евро/MWh. В цената на природния газ за предстоящия регулаторен период е включен и присъщият за дейността разход на дружеството за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“. Предоставен е Договор за компенсиране на сезонната неравномерност за предстоящия отоплителен сезон.

5. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на база на последната инвентаризация на емисии, като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициента на окисление.

Количеството емисии за новия ценови период е 218 088 t CO_2. Те са остойностени на база средна цена на емисиите CO_2 в размер на 75 евро/t.

6. При определяне на стойността на недовзет приход за отчетния период съгласно НРЦЕЕ - Приложение 5, са взети предвид последните известни към момента на подаване на заявлението данни за цените на природния газ за м. март и на емисиите за м. март 2026 г., като общият размер на недовзет приход, изчислен от дружеството, е 1 187 хил. евро.

7. В работен лист, с наименование „Спецификация“, е дадено помесечното производство на топлинна и електрическа енергия, разходът на природен газ и натовареността на съоръженията през периода.

8. Дружеството е посочило, че необходимите годишни приходи са установени при спазване на Указания-НВ по приложения модел (справки от № 1 до № 9).

9. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2025 г., концепцията за развитие на дружеството през следващата година и обективните тенденции в макроикономически аспект. Заявено е, че в разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата, загуби от обезценки, брак, отписани вземания, лихви за забава и неустойки, свързани с неизпълнение на сключени договори. Посочва се, че прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2025 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

10. Разходите за амортизация са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2025 г. За сегашния регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. и новия регулаторен период разходите са съобразени с реалните такива за първото тримесечие на 2026 г.

11. В променливите разходи за отчетния период, разходите за закупена енергия са 540 хил. евро, като са приспаднати компенсациите по РМС в размер на 46 хил. евро. Стойността им без тях е 586 хил. евро.

12. Разходите за ремонт за 2025 г. са 8 886 хил. лв. (4 543 хил. евро), през отчетния ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. са 5 126 хил. евро и прогнозните разходи за новия регулаторен период са в размер на 5 885 хил. евро. Дружеството е посочило, че увеличението е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина, ремонта на ТГ № 2, ремонти по газо-бутални двигатели и ремонт на газ компресор, като в ремонтната програма са предвидени необходимите мерки за поддръжка на топлоизточника, спомагателното оборудване и топлопреносната мрежа в годно за експлоатация състояние на база на препоръките на производителите на оборудването и нормативната уредба. В инвестиционна

програма са предвидени средства за работа по проект за изграждане на заместваща мощност. Дружеството планира да извърши рехабилитация на топлофикационни отклонения и да изгради нови такива за включване на нови абонати.

13. Нормата на възвръщаемост на капитала е 7,49%. Дружеството е отбелязало, че ставката за възвръщаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само по-нататъшното инвестиране, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД.

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

15. Разходите за заплати за отчетната година са 7 190 хил. лв. (3 676 хил. евро). За новия регулаторен период са увеличени на база достигнатите нива за 2025 г. плюс 12% и са в размер на 4 117 хил. евро. Дружеството е направило увеличение с 10% през месец януари 2026 г., поради вдигане на минималната работна заплата. Посочило е, че месечната средна в отрасъла „Енергетика“ за 2025 г., съгласно данни на НСИ към днешна дата е 3 589 лв. (1 835 евро), а за дружеството е 2 880 лв. (1 473 евро), като въпреки направените увеличения на заплатите през изминалата година, дружеството продължава да изостава с около 24%. Също така и ако се добави и инфлацията по данни от НСИ към месец март 2026 г. – януари 2026 г. годишна инфлация 3,5% (спрямо януари 2025 г.), месечна 0,6%; февруари 2026 г. годишна инфлация 3,3%, месечна 0,2%. „Топлофикация - Плевен“ АД отбелязва, че някои институции прогнозират по-висока средна инфлация от близо 4,9% за цялата 2026 г.

16. Приходите от електроенергия за отчетната 2025 г. за трето тримесечие са намалени с 9 429 хил. лв. (4 821 хил. евро) спрямо годишния финансов отчет за 2025 г. Дружеството е фактурирало тази сума към ФСЕС съгласно Решение № Ц-21 от 26.06.2025 г. на КЕВР. Съгласно същото решение приходите от топлоенергия са увеличени със 131 хил. лв. (67 хил. евро), за да може да бъде отразена реалната информация за продадените количества електрическа и топлинна енергия и приходите от продажба по действащите към момента цени.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 94,19 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

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

1.1. Прогнозни емисии CO_2: 218 088,00 t, заявени от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 75 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t X 218 088,00 t = 16 357 хил. евро

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 112 350 knm^3.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

3.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

3.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 38,77 евро/MWh;

3.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,24 + 1,75 = 1,99 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 40,76 евро/MWh.

[TLP-...]
Ниво ..

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**70 047**	**70 643**	**72 567**	**84 895**	**111 995**	**143 031**	**156 176**	**138 794**	**124 432**	91 683	74 865	74 323	**1 213 448**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	36,85	36,85	36,85	36,85	36,85	36,85	36,85	36,85	36,85	36,85	36,85	36,85	**36,85**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh	34,90	33,68	32,94	32,91	35,48	34,12	33,40	34,20	34,60	34,71	34,81	34,82	**34,21**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	135,56	223,12	283,06	338,18	154,08	391,09	539,65	378,43	280,63	119,50	26,10	-11,54	**2 858**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**32,81**
		-0,03	-0,03	-0,03	0,04	0,01	0,00	0,00	0,07	0,00	-1,67	-3,38	-4,38	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	34,92	33,69	32,95	32,87	35,48	34,12	33,40	34,13	34,60	35,55	36,50	37,01	**34,50**
Достъп + пренос	**€/MWh**	1,93	1,96	2,02	1,68	1,82	1,90	2,25	1,83	2,00	2,11	2,21	2,22	**1,99**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**209 544**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , ЦIl	евро/тон	**75,05**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. €	**-1 058,20**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
-436,29	**-637,58**	**-201,29**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **1 598,36**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Плевен“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Плевен“ АД			
	Предложение	**След корекция**	**Изменение, %**
Справка № 2 – „РБА“			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. евро	33 079	33 872	2,40

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Плевен“ АД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	195,78
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	73,64
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	50,52
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	54,26

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 86 668 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 84 131 хил. евро, от които условно-постоянни – 15 320 хил. евро и променливи – 68 811 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 33 872 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 7,49%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 375 000 MWh ;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 191 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 36 950 MWh.

4. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-13-5 от 01.04.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 51,48 евро/MWh без ДДС;

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 220,22 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация - Бургас“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г.,**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без**	**Изменение, %**

	без ДДС, евро/MWh	ДДС, евро/MWh	
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	210,87	220,22	+4,43
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	43,89	51,48	+17,28

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- природен газ – 367,78 евро/knm^3 при долна работна калоричност 8 200 kcal/knm^3;
- друг вид гориво (биомаса) – 136,27 евро/t при долна работна калоричност – 3 955 kcal/kg.

Дружеството е приложило на хартиен и електронен носител документи, съгласно подробен опис към заявлението.

С писмо с изх. № Е-14-13-5 от 08.04.2026 г. от дружеството е изискана допълнителна информация, както следва: декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя и копия на всички действащи договори за доставка на природен газ.

С писмо с вх. № Е-14-13-5 от 15.04.2026 г. дружеството е предоставило: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от изпълнителния директор на дружеството; копия на Договор за доставка на природен газ за стопански нужди № ПГ-0106/ДГ26/075/30.01.2025 г., сключен между „Топлофикация-Бургас“ АД и „Тибиел“ ЕООД, и на Допълнително споразумение № 8 към Договор № 139-244/27.11.2023 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена, сключен между „Топлофикация-Бургас“ АД и „Булгаргаз“ ЕАД.

„Топлофикация - Бургас“ АД е представило следната обосновка:

Условно-постоянни разходи

1. Прогнозни разходи – определени са след анализиране на заявените такива за ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. и отчетните за периода 01.01.2025 г. - 31.12.2025 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. Дружеството е посочило, че към тях не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от Отчета за приходите и разходите. В състава на условно-постоянните разходи не са включени разходи за загуби от обезценки, брак, отписани вземания и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение на сключени договори и лихви за забава.

2. Разходи за амортизации на дълготрайните активи (ДА) – те се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейния метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за новия регулаторен период на обща стойност 1 170 хил. евро са включени тези на въведените в експлоатация ДА до края на 2025 г., като начислен разход върху ДА само за електрическа енергия представлява 779 хил. евро, а за топлинна енергия е в размер на 229 хил. евро. Разпределението на териториален принцип е както следва: по направления „Производство“ – 1 119 хил. евро и „Пренос“ – 51 хил. евро. Амортизациите, начислявани върху ДА, общо за двата продукта са в размер на 111 хил. евро.

3. Разходите за ремонт, включени в УПР, са в размер на 1 450 хил. евро, в т. ч. 1 150 хил. евро в направление „Производство“ и 300 хил. евро в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 1 000 хил. евро са отнесени към производството на електрическа енергия, 100 хил. евро за топлинна енергия, а 50 хил. евро общо за двата продукта.

Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газо-буталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти са отнесени към инвестиции.

4. Дружеството е посочило, че прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ дейностите „производство на топлинна и електрическа енергия“ и „пренос на топлинната енергия“ и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството е оптимизирана до 164 души работници и служители. Същите обслужват и двете дейности.

Планираните разходи за заплати и възнаграждения за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са 3 559 хил. евро, от които 2 571 хил. евро за работниците и служителите от дейността „производство на топлинна и електрическа енергия“ и 988 хил. евро за работниците и служителите от дейността „пренос на топлинната енергия“.

Разходите за начисления, свързани със заплати и възнаграждения за 2025 г. и ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., са определени на база Закона за бюджета на Държавното обществено осигуряване, Закона за здравното осигуряване, Кодекса за социално осигуряване, Наредба за елементите на възнаграждението и за доходите, върху които се правят осигурителни вноски от една страна и разходите за заплати и социални разходи от друга страна.

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях, през новия ценови период спрямо същите за 2025 г. се дължи на увеличените от м. януари 2026 г. средства за работна заплата. Дружеството предвижда през 2026 г. още едно увеличение на възнагражденията с цел доближаване на средната работна заплата в дружеството до тази за сектор „Енергетика“.

Средствата за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Дружеството е отбелязало, че съгласно чл. 91 от раздел IX на действащия колективен трудов договор, работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10% от начислените средства за работна заплата. Средствата за социални разходи за 2025 г. са 3,29% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са предвидени 4,47%.

5. Общият прогнозен размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2025 г. е 1 686 хил. евро, а този за новия ценови период е 1 828 хил. евро или увеличението е с 142 хил. евро. Дружеството е посочило, че всички позиции на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за новия ценови период са определени на база достигнатия им размер през отчетната 2025 г. Заложената по-висока стойност на безплатната предпазна храна е обособена от намерението на ръководството на дружеството за увеличение както на заплатите, така и на средствата за безплатна предпазна храна.

6. Не се планират приходи от присъединяване и от топлоносител, но размерът на планираните приходи от промяна на партиди, съгласуване и заверка на скици и други административни услуги е в размер на 3 хил. евро, колкото е и през 2025 г.

Променливи разходи

7. Разходите за горива в енергийната и водогрейна части са определени при цена на природния газ 367,78 евро/knm^3 и в съответствие с показателите в ценовите модели.

Посочва се, че през 2025 г. е въведен в експлоатация нов газобутален двигател, с нормална електрическа мощност от 8,73 MW с утилизатор и охладителна кула (на мястото на съществуващия ГДБ № 4), с гориво природен газ.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. е разчетен в размер на 78,38 g/kWh при отчетна стойност на показателя 76,88 g/kWh за 2025 г., т. е. с 6,29% е по-висок спрямо отчетния показател за предходната година.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 01.07.2026 г.– 30.06.2027 г. е разчетен в размер на 222,28 kg/MWh при отчетна стойност на показателя от 216,71 kg/MWh за 2025 г., т. е. с 2,0% е по-висок спрямо отчетния показател.

Дружеството подчертава, че тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 78,30% и икономия на гориво в размер на 19,70%, определени на база планираните количества произведена топлинна и електрическа енергия. Съответните отчетни показатели за 2025 г. са: обща ефективност на комбинирано производство – 78,71% при икономия на гориво в размер на 19,70%.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. е разчетен в размер на 170,61 kg/MWh с обща ефективност 72,0% при отчетните стойности на показателите за 2025 г., съответно 170,63 kg/MWh и 72,0%.

8. Разходите за вода за подпитка в натурално изражение са приети в размер на 12,78 m^3/h при разход за 2025 г. – 18,26 m^3/h или 46 920 хил. евро за новия ценови период. Дружеството подчертава, че за подпитка на топлопреносната мрежа се използва химически обработена сондажна вода, за която се заплаща цена в размер на 0,369 евро/m^3, както и такса за право на ползване в размер на 0,05 евро/m^3, при цена на питейната вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр. Бургас в размер на 2,52 евро/m^3 към момента.

Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при стойност 0,29 m^3/MWh, при разход за 2025 г. – 0,199 m^3/h или 122 010 хил. евро за новия ценови период. Дружеството подчертава, че за технологични нужди се използва, както питейна вода, така и вода от сондажни кладенци, в съотношение 56% към 44%, което формира средна цена в размер на 2,31 евро/m^3.

За битови нужди се използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр. Бургас при цена 2,52 евро/m^3 или прогнозен разход в размер на 6 444 хил. евро при разходна норма на водата за битови нужди на ден – 7,10 m^3/ден, която е в съответствие със средна стойност за последните 5 години.

Общият прогнозен разход на вода за новия ценови период е в размер на 175 хил. евро, в т. ч. и 6 хил. евро за правото на водоползване на сондажната вода.

9. Разходите за закупена електроенергия са в размер на 286 хил. евро и са формирани от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатните станции, и разходите за достъп до електроразпределителната мрежа. Приетият от дружеството разход на електрическа енергия за 1 MWh реализирана топлинна енергия е 8,46 kWh/MWh при 8,18 kWh/MWh за 2025 г.

10. Разходите за консумативи са планирани в общ размер на 460,138 хил. евро, при отчетени за 2025 г. в размер на 336 хил. евро. Те включват разходи за: солен разтвор – 64 239 хил. евро, 25% натриева основа – 52 475 хил. евро, разходи за масло (изгаряно от двигателите и разходи за масло за подмяна) – 247 хил. евро, разходи за запалителни свещи – 21 835 хил. евро.

11. Разходите за външни услуги са планирани в общ размер на 2 220 хил. евро при отчетени за 2025 г. 1 752 хил. евро и включват: разходи за небаланс от участие в специална балансираща група, разходи за ФСЕС, разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса, ежемесечните такси

за достъп до електропреносната мрежа и разходи за такси за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ.

Разходите за небаланс от участие в специална балансираща група на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство са прогнозирани в размер на 429 хил. евро. Същите са определени на база на прогнозируем небаланс в размер на 3% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 116,23 евро/MWh, изчислена като средна претеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.01.2025 г. до 31.12.2025 г.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ са прогнозирани в размер на 1 354 хил. евро. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия от 220,22 евро/MWh.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са на обща стойност 126 хил. евро. Определени са в размер на 5,5% от използваните количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци (94,08 евро/т.), отчисленията по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците и таксата за превоз на отпадъците.

Прогнозирани са разходи за достъп до електропреносната мрежа на обща стойност 266 хил. евро, определени на база нетна продадена електрическа енергия за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. и цена в размер на 2,16 евро/MWh.

Разходите за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ са определени по 41,5 хил. евро на месец за целия регулаторен период.

Предвидени са и разходи за закупуване на енергийни спестявания, съгласно чл. 14, ал. 4 от ЗЕ в размер на 3 хил. евро, колкото са и през периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

12. Разходите за емисии парникови газове (CO_2) – дружеството е посочило, че е включено в Европейска схема за търговия с емисии за безплатно разпределение на квоти парникови газове и след одобряване, очаква следните количества безплатни квоти по чл. 10а на Директива 2003/87/ЕО за топлинна енергия и по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО за електрическа енергия:

- 2024 г. – 7 656 t CO_2 за топлинна и 0 t CO_2 за електрическа енергия;
- 2025 г. – 7 443 t CO_2 за топлинна и 0 t CO_2 за електрическа енергия.

Основният показател, въз основа на който се извършва разчет на генерираните емисии на парникови газове по периоди, е само разходът на природен газ. При използване на биомаса емисионният фактор на биомасата е нула. Другите горива в топлоизточника - мазут и промишлен газьол, са резервни горива и могат да се използват само при необходимост.

Верифицираното количество емисии парникови газове за 2025 г. е в размер 62 887 t CO_2 и е изчислено с формуляра за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

За новия ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са направени изчисления с прогнозно количество на генерираните емисии – 68 717 t CO_2, и безплатно количество за 2026 г. в размер на 7 443 t CO_2, при което дружеството е изчислило, че 61 274 t CO_2 е недостигът на CO_2 квоти, които ще трябва да закупи. Използвана е прогнозна цена на CO_2 квоти в размер на 80 евро/t CO_2 или прогнозният разход възлиза на 4 902 хил. евро.

13. Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти. В стойността на ДА не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на ДА, а само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2025 г. Признатата стойност на ДА за производство на топлинна и електрическа енергия от своя страна се разделя между двата произвеждани продукта по следния начин: ДА, които могат да бъдат пряко отнесени към всеки един от произвежданите продукти, се разпределят към него, а тези които не могат да бъдат пряко отнесени към производството на топлинната или към производството на електрическата

енергия, се разделят пропорционално на база стойностите на дълготрайните активи, пряко обслужващи производството на двата продукта.

14. Стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите „производство на топлинна и електрическа енергия“ и „пренос на топлинна енергия“ е определена като 1/8 от годишните оперативни парични разходи, като не се включват разходите за амортизации в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ. Получената стойност на оборотния капитал за „пренос на топлинна енергия“ е 215 хил. евро, тази за дейността „производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 1 024 хил. евро е разпределена пропорционално на база балансовите стойности на ДА, обслужващи производството на двата продукта.

15. Стойността на собствения капитал е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2025 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 7%, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

16. Прогнозни количества топлинна и електрическа енергия – общото количество произведена топлинна енергия в размер на 182 132 MWh е сбор от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 178 766 MWh и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер 3 366 MWh. Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2021 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия. Посочва се, че отклонението на количеството за собствени нужди за новия ценови период спрямо същите количества за всички периоди е със +6,94%.

Дружеството прогнозира произведената топлинна енергия от ИКПТЕЕ да е в размер на 130 908 MWh, при средна топлинна мощност в размер на 2,748 MW на мото-час и 47 612 мото-часа на цялата инсталация за новия регулаторен период.

Планираното количество топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е в размер на 55 931 MWh и е разлика между общото количество произведена топлинна енергия в размер на 182 132 MWh и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 126 201 MWh.

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 122 511 MWh, които включват топлоенергия за отопление – 54 290 MWh и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – 68 221 MWh. Топлинната енергия за отопление се определя въз основа на анализ на отчетни данни по години и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2025/2026 г. Количеството на топлинната енергия за отопление се планира в размер 54 290- MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 7,53ºС и обща сума на ден-градусите за годината 1 973. Това количество е получено по изчислителен път. Дружеството е посочило също, че се очаква тенденция за увеличение на консумацията на топлинна енергия за отопление.

Планираното количество топлинна енергия за БГВ е в размер на 68 221 MW, като се посочва, че отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е с -4,25%.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях е определено на база статистическите данни от 2022 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия и е в размер на 48 848 MWh, което е с -2,37% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2022 г. – 2025 г.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции е в размер на 4 299 MWh и е със -2,61% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2022 – 2025 г., като същото е определено на база статистическите данни по години от 2021 г. и Методика за разработка на технологичните загуби в абонатните станции, разработена от ТУ-София.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за новия ценови период е в размер на

5 608 MWh и е с -12,54% по-ниско от стойността на показателя за изминалия период. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 12,78 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 72,53 и 47,89°C. Дружеството счита, че е приемливо да се приеме това количество за новия ценови период, предвид състоянието на топлопреносната мрежа.

За новия ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. дружеството е посочило, че общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи ще възлиза на 58 209 MWh. Отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средно аритметичната стойност на същия показател за всички периоди е -2,17%.

В резултат на гореизложените допускания и изчисления, за новия ценови период се планира количеството топлинна енергия с гореща вода, отпусната към преноса, да е в размер на 178 766 MWh.

Дружеството прогнозира да произведе електрическа енергия в размер на 130 908 MWh, при средна електрическа мощност в размер на 2,748 MW на мото-час и 47 612 мото-часа на цялата инсталация за новия регулаторен период, които са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

Планираното количество електрическа енергия, предназначено за продажба, възлиза на 123 007 MWh, като се посочва, че то е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и електрическа енергия, загубена при трансформацията на 6,3 kV, 20 kV и 110 kV в съоръженията на „ЕСО“ ЕАД. Дружеството е посочило, че планираното отклонение на общото количество електрическа енергия за собствени нужди и загубите от трансформация за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +6,94%. Покачването на потреблението за собствени нужди, дружеството аргументира с едновременната експлоатация на два броя водогрейни котли, изгарящи биомаса. В топлоизточника на дружеството е извършена реконструкция на водо-тръбен котел ВК-100 (№ 4), свързана с поставяне на наклонена скара в пещната камера на съществуващия котел ВК 100 № 4 с цел производство на топлинна енергия, освен от изгаряне на природен газ и чрез оползотворяване на биомаса. Също така, през м. февруари 2025 г. е въведен нов ко-генератор за производство на електрическа и топлинна енергия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана (номинална) електрическа мощност 23,739 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. Прогнозни емисии CO_2 – 61 273,88 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти емисии CO_2 – 75 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t X 61 273,88 t = 4 596 хил. евро

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са **35 401,00 knm^3** и **13 997,00 t** биомаса.

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

2.1. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

2.1.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

2.1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 38,56 евро/MWh;

2.1.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,25+1,24 = 1,48 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 40,04 евро/MWh.

2.2. Разходите за външни услуги (разходи за небаланс от участие в специална балансираща група, разходи за ФСЕС, разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса, ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа и разходи за такси за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ.), посочени от дружеството в размер на 2 220 хил. евро, не се признават като ценообразуващ елемент формиращ променливите разходи.

[TLP-...]
Ниво ..

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**23 700**	**23 995**	**24 256**	**28 438**	**30 391**	**36 758**	**39 979**	**36 557**	**36 347**	35 737	28 401	24 421	**368 981**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	36,83	36,83	36,83	36,83	36,83	36,83	36,83	36,83	36,83	36,83	36,83	36,83	**36,83**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh	34,36	33,13	32,32	32,38	35,11	33,76	32,96	33,79	34,09	46,49	46,49	46,49	**36,67**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	58,57	88,73	109,36	126,52	52,17	112,66	154,56	110,98	99,44	38,09	-18,29	-40,15	**893**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**32,93**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,73	9,02	8,02	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	34,36	33,13	32,32	32,38	35,11	33,76	32,96	33,79	34,09	35,76	37,47	38,47	**34,41**
Достъп + пренос	**€/MWh**	1,35	1,39	1,38	1,19	1,46	1,55	1,81	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	**1,48**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**59 232**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**75,05**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. €	**-299,12**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
-184,24	**-146,74**	**37,50**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **631,01**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Бургас“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Бургас“ АД			
Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение, %**
Разходите за външни услуги. хил. евро	2 220	0	-100%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Бургас“ АД	евро/MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	220,89
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	98,75
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	45,50

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 33 376 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 31 976 хил. евро, от които условно-постоянни – 8 818 хил. евро и променливи – 23 158 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 19 045 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 7,35%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 123 007 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 122 511 MWh.

5. „ВЕОЛИЯ ЕНЕРДЖИ ВАРНА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-53-4 от 01.04.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 74,94 евро/MWh без ДДС;

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 225,22 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	190,91	225,22	+17,97
Еднокомпонентна цена на	68,09	74,94	+10,05

топлинна енергия с гореща вода			

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 714 евро/knm^3, без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-53-4 от 08.04.2026 г. от дружеството е изискана допълнителна информация: подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, както и декларация от законните представители на дружеството, за това, че юрисконсултските възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ).

С писмо с вх. № Е-14-53-4 от 17.04.2026 г. дружеството е предоставило: декларация от изпълнителния директор на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, за обстоятелството, че дружеството няма реализирани приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, съответно, такива не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и на електрическата енергия в подаденото заявление с вх. № Е-14-53-4 от 01.04.2026 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия за регулаторен период 2026 г. – 2027 г.; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към заявлението, подписана от заявителя.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило следната обосновка:

Дружеството е представило подробна информация за „*Изходна ситуация и нормативни основания за подаване на заявление за определяне на цените за регулаторен период от 01.07.2026 г.*“, в която се коментират: нормата на възвръщаемост на капитала, регулаторна база на активите, планираните продажби на топлинна енергия, размер на технологичните разходи, планирани продажби на електрическата енергия, прогнозните цени на природния газ и на въглеродните емисии, цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа, разходите за акциз, оборотният капитал, счетоводната политика и др.

По отношение на ценообразуващите елементи и образуването на цените, е изложено следното:

При определяне на нормата на възвръщаемост на капитала, дружеството е използвало концепцията за среднопретеглената цена на капитала. Стандартната методология за изчисляване на среднопретеглената цена на капитала отчита цената на собствения капитал и цената на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура на дружеството. Дружеството е посочило, че нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане е изчислена по формула, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на собствения капитал, дружеството е приложило международно приет модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM), съгласно който нормата на възвръщаемост е определена по следната формула: НВСК = Безрискова премия + βе * Пазарна рискова премия.

Безрисковата премия е в размер на 3,9294%. За нейното определяне е приет дългосрочният лихвен процент (ДЛП), среднопретеглен за последния 12-месечен период от март 2025 г. – февруари 2026 г. по данни на БНБ.

Дружеството е използвало информация, публикувана в сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, актуална към 05.01.2026 г., от където е получило, че безлостовият отраслов β коефициент по отношение на дружествата в електроенергийния сектор е в размер на 0,3962. При капиталова структура със собствен капитал равен на 44% и привлечен капитал - 56%, и при ефективна данъчна ставка в размер на 15%, безлостовият отраслов β коефициент е преобразуван в лостов β коефициент, със стойност 0,811%.

По отношение на пазарната рискова премия, дружеството посочва, че съгласно

публикациите на Aswath Damodaran, актуализирани към 01.01.2026 г., същият препоръчва стойност от 4,23% за развитите пазари и странови риск за България 2,07%. Сборът от стойностите на системния риск и специфичния странови риск за България представлява пазарната рискова премия от 6,30%.

При направените допускания, дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,04%**.

Дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на 5,73%, като е посочило, че същата е изчислена съгласно Указания-НВ, като среднопретеглена стойност от договорените лихвени проценти на заемите и отразява действителните разходи за привлечено финансиране.

Дружеството посочва, че при определяне на нормата е отчетена текущата макроикономическа среда, включително геополитическо напрежение и нестабилност на международните финансови пазари, които обуславят несигурност по отношение на бъдещата динамика на лихвените проценти и създават предпоставки за запазване или повишаване на лихвените нива.

Нормата на възвръщаемост на капитала е изчислена от дружеството в размер на **7,87%**, като за пресмятанията са използвани определени параметри: дял на собствения капитал – 44%; дял на привлечения капитал – 56% и корпоративен данък по ЗКПО – 10%, допълнителен данък – 5%.

За новия регулаторен период **условно-постоянните разходи** са увеличени с 12% (или с 459 хил. евро) спрямо отчетната 2025 г.

Разходи за амортизация – за новия ценови период дружеството предвижда увеличение на разходите за амортизации с 1,4% (17 хил. евро), като прогнозният размер е 1 233 хил. евро. Посочено е, че същите са определени въз основа на амортизационната политика на дружеството, при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базовата година, както и планираните капиталови разходи за новия ценови период.

Разходи за ремонт – планирани са в размер на 745 хил. евро (със 120 хил. евро повече спрямо отчета за 2025 г.) или това е увеличение с 19,3%, което се дължи на увеличаването на цените на резервните части, планови и извънредни ремонти за когенераторните инсталации и топлопреносната мрежа.

Разходи за заплати и възнаграждения – определени са на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения. Планираните разходи за заплати и възнаграждения възлизат на 1 823 хил. евро, в т. ч. 1 432 хил. евро – разходи за работни заплати и възнаграждения и 391 хил. евро – за осигурителни вноски и социални разходи. Това е увеличение с 239 хил. евро общо спрямо отчетната 2025 г.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са планирани на база отчетените през 2025 г. разходи, завишени с прогнозния индекс на инфлация от 4,6% и са съобразени с актуалните макроикономически тенденции и специфичните рискове, характерни за енергийния сектор в България. За целта е използвана информация от официалния сайт на НСИ, актуална към 26.03.2026 г. Дружеството посочва, че средногодишната инфлация за 2025 г. е 4,6%, което доказва използвания от дружеството процент на увеличение на тези разходи. С оглед на това, дружеството предвижда увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в размер на 83 хил. евро: от 402 хил. евро на 485 хил. евро.

Дружеството е представило справка за разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, като е заявило, че при някои от тях се наблюдава по-съществено изменение, както следва: експертни и одиторски услуги в размер на 70 хил. евро или увеличение спрямо отчета за 2025 г. с 24 хил. евро; такса събрано инкасо в размер на 55 хил. евро или с 6 хил. евро повече от отчета за 2025 г., разходи за обучения в размер на 27 хил. евро или с 13 хил. евро повече, данъци и такси в размер на 34 хил. евро или със 7 хил. евро повече спрямо

отчета за 2025 г.

Променливи разходи – планирани са в размер на 13 405 хил. евро или дружеството предвижда увеличение с 1 999 хил. евро спрямо отчета за отчетната 2025 г.

Дружеството е представило справка на променливите разходи, в която се наблюдава по-съществено изменение при някои от разходите, а именно: разходи за материали в размер на 10 458 хил. евро или увеличение спрямо отчета за 2025 г. с 2 285 хил. евро; разходи за емисии парникови газове в размер на 2 663 хил. евро или намаление с 302 хил. евро; разходи за външни услуги в размер на 141 хил. евро или с 16 хил. евро повече спрямо отчета за 2025 г. Не се предвижда промяна в разходите за акциз на природния газ, който се запазва спрямо 2025 г. в размер на 144 хил. евро.

Разходи за основно гориво – планираният разход на природен газ е в размер на 10 004 хил. евро, изчислен с прогнозни цени. Използвани са месечни котировки, базирани на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX Financial Futures (EGSI) Market Data (eex.com) предвид методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“ ЕАД, в която преобладаващ дял има цената за месец-напред на хъб TTF. Разходите за пренос и достъп са калкулирани на база тарифите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2025 г. – 30.09.2026 г.

Разходи за вода – прогнозните разходи за вода са 251 хил. евро и са формирани от три компонента – за подпитаване на топлопреносната мрежа, за производство и за битово водоснабдяване на производствената централа, в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период. В разходите за вода са включени, както тези за закупуване на питейна вода, така и за канал, отвеждане и пречистване. Размерът им за новия ценови период е завишен с 113 хил. евро спрямо отчетната стойност за 2025 г. Дружеството е посочило, че това се дължи на увеличение на цените на водоснабдителните услуги на „Водоснабдяване и канализация-Варна“ ООД от 01.03.2026 г. със 7% и увеличен разход на добавъчна вода за подпитаване.

Разходи за закупена енергия – разходите за закупена електроенергия са в размер на 148 хил. евро и са формирани от количеството електрическа енергия за абонатните станции и за собствени нужди на производствената централа, в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период. Увеличението им в бъдещия период спрямо отчетната 2025 г. е с 14 хил. евро и се дължи на по-големия брой абонатни станции в новоприсъединени сгради. За определяне на цената на електроенергията са използвани базирани на сетълмент цени на финансов фючърс от EEX за Унгария Futures (eex.com). Към гореспоменатите разходи не са предвидени такси за достъп до електропреносната мрежа на производители на електрическа енергия по ВЕКП.

Разходи за консумативи, химикали и реагенти – са планирани в размер на 55 хил. евро или с 32 хил. евро повече от отчетната година поради завишени цени на съответните материали и транспортни услуги. Разходите включват: разходи за очистен разсол, хидрохикс и други химикали и консумативи. Планирани са спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за новия ценови период.

Разходи за външни услуги – са планирани в размер на 141 хил. евро или това е увеличение с 16 хил. лв. спрямо базисната 2025 г. Дружеството заявява, че по-високото ниво на разходите за външни услуги се дължи на подобряване и поддържане на високо ниво на информираност на клиентите, включващо различни рекламни и комуникационни кампании. В разходите за външни услуги са включени и разходи за обслужване на информационните технологии – хардуери, в т. ч. поддръжка на компютри, сървъри, периферна компютърна техника и мрежа, както и консултантски услуги и поддръжка по счетоводната система на дружеството (ERP Business Central).

Акциз на природния газ – разходите за акциз на природния газ са прогнозирани в размер на 144 хил. евро и са определени на база изчисленото количество в Справка № 4 от ценовия модел, с калоричност, пресметната в Приложение № 2б.

Разходи за емисии парникови газове (CO_2) – разходът за емисии парникови газове

(CO_2) възлиза на 2 663 хил. евро и е получен като произведение на общото количество на дефицита 38 401 t CO_2, след приспадане на количеството на безплатните квоти, и прогнозна цена 69,34 евро/t CO_2. Посочва се, че разходът е по-малък от базовата 2025 г. с 302 хил. евро, отчитайки намалението на пазарната цена и увеличеното количество емитирани въглеродни емисии.

Необходими годишни приходи са изчислени от дружеството по формулата на чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на **19 051 хил. евро** или с 2 361 хил. евро повече спрямо базисната 2025 г.

Към обосновката, дружеството е изложило допълнителни аргументи и пояснения относно технико-икономическите и финансовите прогнози за новия ценови период по отношение на:

- Признатата стойност на Дълготрайните активи към 31.12.2025 г., определена в съответствие с чл. 9 от НРЦТЕ и чл. 14 от НРЦЕЕ;

- Разходи за заплати и начисления – в тях са включени индексираните трудови възнаграждения с 3%, считано от 01.01.2026 г. и 5%, считано от 01.03.2026 г., което компенсира регистрираната инфлация за 2025 г. в размер на 4,6% (по данни на НСИ). Към тях са прибавени 1% за допълнително възнаграждение за прослужено време, според действащия КТД в дружеството;

- Разходи за ремонт през прогнозния период – дружеството е посочило планираните ремонти, обслужвания и профилактики на съоръженията в централата, както и други причини, поради които е планирано увеличението на разходите за ремонт със 120 хил. евро спрямо отчетната стойност за базисната 2025 г.;

- Разходите за емисии парникови газове (CO_2 квоти) – подробно са представени отчетните данни за количествата CO_2 квоти, включително за безплатно разпределените на дружеството, включително данни за средно-претеглените цени за текущия регулаторен период 2025-2026 г., а така също и прогнозни данни за новия ценови период;

- Разпределението на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта за новия ценови период – представена е подробна информация за амортизационната политики, за планирането и за разпределението на тези разходи;

- Прогнозните количества отпусната топлинна енергия за разпределение през новия ценови период (за отопление и за битово-горещо водоснабдяване);

- Прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи през периода 2026/2027 г. (за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях, технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции и технологични разходи от изтичане на топлоносител от топлопреносната мрежа) – прогнозните технологични разходи на топлинна енергия по преноса и в абонатните станции през новия ценови период са 24,95% и са по-ниски с 0,7% от нивата на 2025 г.;

- Допълнителна обосновка по отношение на топло и електро-производството, собствени нужди и основни технико-икономически показатели (произведеното количество топлинна и електрическа енергия, собствени нужди на топлинна и електрическа енергия);

- Допълнителна обосновка по отношение на прогнозните количества горива (природен газ за когенераторите и за котлите) през новия ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.

Дружеството посочва, че в условията на геополитическото напрежение и нестабилността в световната икономика, както и нарастващият инфлационният натиск в страната, допълнително увеличават производствените разходи и оказват влияние върху финансовите резултати на дружествата в топлоенергийния сектор.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

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

Прогнозни емисии CO_2 – 38 401 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 75 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t X 38 401 t = 2 880 хил. евро.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 19 782 knm^3, съгласно заявеното от дружеството.

2. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

2.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. - 2027 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,14 евро/MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,22 + 1,19 = 1,42 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 40,55 евро/MWh.

[TLP-...]
Ниво ..

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**9 642**	**9 753**	**9 462**	**11 555**	**15 019**	**26 460**	**29 645**	**26 933**	**27 620**	20 186	12 718	9 883	**208 876**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	37,33	37,33	37,33	37,33	37,33	37,33	37,33	37,33	37,33	37,33	37,33	37,33	**37,33**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh	34,51	33,22	32,44	32,47	35,15	33,50	32,76	33,51	33,97	52,13	51,86	51,44	**37,27**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	27,14	39,78	46,22	56,08	31,29	98,48	136,23	98,45	92,67	39,67	3,63	-7,85	**662**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**32,78**
		0,00	-0,06	0,00	0,00	-0,18	-0,21	0,03	-0,32	0,00	16,77	14,82	13,32	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	34,51	33,25	32,44	32,47	35,24	33,60	32,73	33,67	33,97	35,36	37,04	38,12	**34,16**
Достъп + пренос	**€/MWh**	1,51	1,53	1,50	1,28	1,68	1,49	1,58	1,53	1,37	1,09	1,06	1,14	**1,42**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**36 036**	от дефазиран отчет 2025-2026		
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**	**разходи по прогноза**	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**75,05**	**за данни от борсата**	**-278,96**	**-306,70**	**-27,73**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. €	**-181,98**				

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **452,08**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение**
Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2)	2 663	2 880	8,15%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	203,39
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	81,25
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	71,63

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 17 888 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 16 538 хил. евро, от които условно-постоянни – 4 284 хил. евро и променливи – 12 254 хил. евро.
  - Регулаторна база на активите – 17 156 хил. евро.
  - Норма на възвръщаемост – 7,87%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 070 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 58 656 MWh.

6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ВРАЦА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-06-4 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80,34 евро/MWh без ДДС;

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 242,61 евро/MWh без ДДС.

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

Показатели	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	229,18	242,61	+5,86
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща	53,77	80,34	+49,42

вода			

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ –379,78 евро/knm^3;
- друг вид гориво (ВЕИ) –150 евро/t, при долна работна калоричност – 3 567 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-06-4 от 08.04.2026 г. от дружеството е изискана декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя, която е представена с писмо с вх. № Е-14-06-4 от 14.04.2026 г.

„Топлофикация-Враца“ ЕАД е представило следната обосновка:

Условно-постоянни разходи – дружеството е посочило, че същите са прогнозирани на база отчетни данни за 2025 г., темп на инфлация, ремонтна програма, амортизационен план и списъчен състав на дружеството, като са намалени с размера на приходите за юрисконсултски възнаграждения.

Разходите за амортизации са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. За следващия регулаторен период дружеството очаква общият размер на разходите за амортизации да покажат увеличение в следствие на новопридобити дълготрайни активи, които през 2026 г. ще бъдат изградени и заприходени.

Разходите за ремонт са прогнозирани на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Предвижда се за топлоизточниците да бъдат изразходени 1 239 хил. евро, в т.ч.: за ТЕЦ „Градска“- 323,6 хил. евро и за ОЦ „Младост“ – 915,4 хил. евро. Значителното повишение на разхода е във връзка с планов основен ремонт на Ко-генерация в ОЦ „Младост“ при достигане на 60 000 работни часове (по предписание на производителя) и е на стойност от 807 хил. евро за доставка и монтаж съгласно предоставена оферта. Останалите разходи за ремонти са съотносими с отчетените за 2025 г. Дружеството заявява, че ежегодно изпълнява дейности по отстраняване на аварии по топлопреносна мрежа за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, като в топлопреносните мрежи предвиждат бюджет за ремонт и поддръжка в размер на 292,78 хил. евро.

Разходите за персонал и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2025 г. и заложено увеличение с 11% във връзка с: компенсиране нивата на инфлация за периода 2024 г. – 2025 г.; висока конкурентност на пазара на труда за квалифицирани инженеро-технически кадри в района на гр. Враца; планирани обучения за работа с нови дигитални системи; увеличаване на броя на заетите във връзка с предстоящо разширение на инсталация за високоефективно комбинирано производство;

Увеличението на разходите за осигурителни вноски е във връзка с увеличените разходи за заплати и възнаграждения.

Увеличението на социалните разходи, заложено в прогнозата за 2026 г., е на база отчета за 2025 г. Минималното увеличение, заложено за 2026 г., е във връзка с увеличението на персонала.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности за новия ценови период са прогнозирани на база достигнатите разходи по отчет за 2025 г. и съответните корекции във връзка с увеличението в цените на горивата, енергията, материалите, резервните части и услугите. Най-голямо увеличение има в две позиции на разходите – абонаментно поддържане и безплатна храна съгласно нормативен акт, в това число:

- Разходи за абонаментно поддържане – увеличение на прогнозните разходи спрямо отчета за 2025 г. с 31 хил. евро, във връзка с увеличени разходи по договори, свързани с дейности по отстраняване на аварии по преносната мрежа и възстановяване на общинска

инфраструктура. Поради настъпилото увеличение на цените на горивата, резервните части, консумативи и материали, има съответно завишение от страна на изпълнителите. Към тези разходи са включени и периодичните разходи за техническа проверка, инспекция, текущо поддържане и обслужване на съоръженията и специализираната автотранспортна техника от външни фирми.

- Разходите за безплатна храна, противоотрови и други добавки съгласно Наредба № 11 от 21 декември 2005 г. са увеличени спрямо отчета за 2025 г., във връзка с увеличение броя на персонала.

Другите разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, бележат минимални увеличения спрямо отчета за 2025 г., и са както следва:

- Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло, канцеларски материали и материали за текущо поддържане за новия ценови период са в размер на 41 хил. евро и спрямо предходната година имат увеличение с 11 хил. евро. Увеличението се дължи основно на увеличените цени на горивата и материалите.

- Разходите за застраховки са на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2025 г. е увеличение с 11 хил. евро, поради по-висока застрахователна стойност на имуществото в следствие на планираните новопридобити и въведени в експлоатация през 2026 г. активи.

- Групата разходи – данъци и такси, пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, експертни, вода, осветление и отопление, охрана на труда, разходи за публикации и лицензионни такси, имат общо увеличение от 85 хил. евро. Основната причина са увеличените цени на доставчиците на услуги спрямо предходната година.

- Разходите за наеми през 2026 г. бележат увеличение спрямо 2025 г. с 9 хил. евро. Причината са сключените договори за наем на складови помещения за складиране на доставена биомаса, тъй като дружеството не разполага с такива.

- Съдебните разходи имат увеличение спрямо 2025 г. и са в размер на 50 хил. евро.

- Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей, Изипей и подизпълнител на ОББ, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси от клиентите и ползва услугите на други фирми. Във връзка със сключените договори за инкасиране през 2026 г. е увеличена сумата за услугата спрямо предходната година с 2 хил. евро.

Променливите разходи

Разходите за гориво за прогнозния период 2026 г. – 2027 г. са изчислени на база количество гориво и прогнозна цена на природния газ през новия ценови период, с добавка за капацитет и пренос в размер на 38,68 евро/MWh, при коефициент на преобразуване 10,76 kWh/m^3 или – 379,78 евро/1000 nm^3 без ДДС.

Разходите за енергия, вода и консумативи са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите за консумативи/химикали и реагенти са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата и централите, както и за охлаждащата вода на генериращите мощности за комбинирано производство. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, авариите. В това перо са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на двигателите и генераторите в инсталациите за комбинирано производство съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация. В прогнозата е предвидено увеличение на тези разходи в размер на 90 хил. евро.

В разходи за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2025 г. е заложено увеличение в размер на 66 хил. евро.

Разходи за емисии (CO_2) - заложено е пълно закупуване на необходимите обеми предвид очакваното намаляване на безплатните квоти за енергийния сектор съгласно Директива 2003/87/ЕО. Дружеството е заложило цена от приблизително 75 евро/тон, която отразява пазарната котировка на борсата ЕЕХ и също така е консервативна и цели да минимизира риска от недостиг на средства при резки пазарни колебания.

Регулаторната база на активите включва нетната балансова стойност на дълготрайните материални и нематериални активи, които са пряко ангажирани с лицензионната дейност по производство и пренос. От тази стойност са изключени тези активи, които са в процес на изграждане и които не са въведени в експлоатация към датата на заявлението. Дружеството предлага норма на възвръщаемост на капитала в размер на 8,07%, изчислена като среднопретеглена цена на капитала. Размерът на финансиранията за дълготрайни активи са съгласно изготвения баланс към 31.12.2024 г.

Размерът на оборотния капитал е посочено, че е определен в съответствие с глава втора, раздел II от Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2025 г. Поради отрицателната му стойност в ценовия модел, размерът на оборотният капитал е определен като 1/8 от признатите годишни разходи за дейността.

Дружеството посочва, че определената норма на възвръщаемост е минимално необходима, за да се гарантира устойчивото развитие на дружеството и сигурността на доставките за крайните потребители.

Цени – в резултат на така прогнозираните разходи, количества произведена и реализирана топлинна и електрическа енергия и използвания ценови модел за новия ценови период, започващ от 01.07.2026 г., са формирани следните цени:

Цена топлинната енергия – 80,34 евро/MWh без ДДС.

Цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 242,61 евро/MWh без ДДС.

Дружеството отчита за приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 5 043,70 лв. (2 578,80 евро) за 2025 г., а за периода 01.07.2025 г. – 31.03.2026 г. са в размер на 2 661,90 лв. (1 361,01 евро).

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

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

1.1 Прогнозни емисии CO_2: 33 998,53 t заявени от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 75 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t X 33 998,53 t = 2 550 хил. евро.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 19 539,25 knm^3 и 7 995,00 t биомаса, съгласно заявените от дружеството.

1.2 Разходите за външни услуги (разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа), посочени от дружеството в размер на 435 хил. евро, не се признават като ценообразуващ елемент формиращ променливите разходи.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „Технико-икономически показатели в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са намалени от 38,08% на 23,87%, в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна

индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството, както следва:

1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ 39,37 евро/MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,24 + 2,07 = 2,31 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 41,68 евро/MWh.

[TLP-...]
Ниво ..

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**13 398**	**13 535**	**13 280**	**14 635**	**18 317**	**23 510**	**29 006**	**25 318**	**20 643**	13 804	13 269	14 649	**213 364**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	38,28	38,28	38,28	38,28	38,28	38,28	38,28	38,28	38,28	38,28	38,28	38,28	**38,28**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh	34,88	33,61	32,89	32,87	35,64	34,24	33,63	34,41	35,53	37,20	37,20	37,20	**34,82**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	45,60	63,22	71,71	79,18	48,42	95,08	134,97	98,20	56,94	15,02	3,10	-3,91	**708**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**32,81**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,71	-2,71	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	34,88	33,61	32,89	32,87	35,64	34,24	33,63	34,41	35,53	37,20	38,05	38,55	**34,97**
Достъп + пренос	**€/MWh**	1,88	1,87	1,94	1,68	1,99	2,02	2,48	2,11	2,93	2,93	2,93	2,93	**2,31**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**33 913**			
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**	**разходи по прогноза**	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**75,05**	**-61,47**	**-47,93**	**13,54**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. €	**-171,26**			

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **549,80**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Враца“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация - Враца“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение**
1. Разходи за външни услуги, хил. евро	435	0	-100%
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. евро	6 590	6 156	-6,59%
3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	38,08	23,87	-14,21
3.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	73 009	89 766	22,95%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Враца“ ЕАД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	**265,04**
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	**142,90**
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	**55,70**

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 19 822 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 19 329 хил. евро, от които условно-постоянни – 6 246 хил. евро и променливи – 13 083 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 6 101 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 8,07%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 53 850 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 89 766 MWh.

7. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВТ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-05-6 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 87,01 евро/MWh без ДДС;

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 349,74 евро/MWh без ДДС.

Показатели	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г.,**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без**	**Изменение, %**

	без ДДС, евро/MWh	ДДС, евро/MWh	
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	345,31	349,74	+1,28
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	69,04	87,01	+26,02

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ –464,48 евро /knm^3;

- друг вид гориво (ВЕИ) – 115,00 евро/t, при долна работна калоричност – 3 600 kcal/kg.

С писмо с вх. № Е-14-05-6 от 07.04.2026 г., дружеството е предоставило допълнителна информация с оглед пълнотата на предоставената по заявление с вх. № Е-14-05-6 от 31.03.2026 г. информация, както следва: копие на Допълнително споразумение № 7 към Договор за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносна мрежа по регулирана цена, сключено между „Булгаргаз“ ЕАД и „Топлофикация - ВТ“ АД и разходно-оправдателен документ (фактура) за закупени квоти за емисии на парникови газове.

„Топлофикация - ВТ“ АД е представило следната обосновка:

Разходи за амортизации – отчетените разходи за амортизации на ДА за 2025 г. са 82 хил. евро, в т.ч. 54 хил. евро за производство на електрическа и топлинна енергия и 28 хил. евро за пренос на топлинна енергия. Прогнозните разходи за амортизации за новия ценови период са 90 хил. евро, завишени с 8 хил. евро. Дружеството посочва, че увеличението на разходите за амортизации в производството и преноса се дължи на начислена амортизация от реконструкция на Котел ВК 50 за производство на топлинна енергия и поради подновяване на част от топлопреносната мрежа. Посочва се, че в прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане през ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., съгласно т. 31.1., т. „б“ от Указания-НВ. Дружеството не предвижда начисляване на разходи за амортизации и на консервираните активи, тъй като не се очаква повторното им въвеждане в експлоатация през новия ценови период. Прогнозните разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия са в размер на 60 хил. евро, в т.ч.: за производство на електрическа енергия – 42 хил. евро и за производство на топлинна енергия – 18 хил. евро. Прогнозните разходи за амортизации на ДА в пренос на топлинна енергия са в размер на 30 хил. евро. Дружеството не предвижда изваждане на активи от употреба през новия ценови период.

Разходи за ремонт – дружеството посочва, че отчетените разходи за ремонт през 2025 г. са в размер на 273 хил. евро, в т.ч.: разходи, отнесени към производство на електрическа и топлинна енергия – 246 хил. евро (съответно, към електрическата енергия – 175 хил. евро, и към топлинна енергия – 71 хил. евро), и разходи, отнесени към преноса на топлинна енергия – 27 хил. евро.

Прогнозните разходи за ремонт в производството за новия цени период са 759 хил. евро, в т.ч. за ремонт в производство на електрическа енергия – 677 хил. евро и в производство на топлинна енергия – 82 хил. евро. Прогнозните разходи за ремонт в преноса на топлинна енергия са в размер на 62 хил. евро.

Разходите за ремонт, отнесени към ИКПТЕЕ – включват задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на ИКПТЕЕ Wartsila 16V25SG, съгласно техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя – Wartsila A.B. За изпълнението на техническото обслужване, дружеството предвижда закупуването на резервни части за обезпечението на плановите годишни ремонти и аварийните ремонти през

отоплителния сезон, както и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове, пластинчати топлообменници, електрически генератор 6 kV Leroy-Somer LSA-56-M6-6P, обслужване на КРУ 6/20 kV, обслужване на повишаващ трансформатор ABB 6/20 kV, техническо обслужване на турбокомпресори ABB VTR-254-11 и разходи за обслужване на спомагателно оборудване. Предвидените разходи за ремонт, отнесени към ИКПТЕЕ възлизат на **711 хил. евро,** в т.ч.: отнесените към производството на електрическа енергия – 677 хил. евро и към производството на топлинна енергия – 34 хил. евро.

Разходите за ремонт, отнесени към топлинната енергия от ВВК И ППК – общо предвидените разходи са в размер на **48 хил. евро**, разпределени както следва: за годишно техническо обслужване на парен котел ПТ-10 дружеството планира да извърши техническа ревизия на основните елементи, част от горивна система, ремонт на система за подаване и подготовка на горивото. Предвижда се също така и техническо обслужване на спомагателните съоръжения за подаване на въздух горене, обслужване и ремонт на циклони филтри и скрубери за очистване на димните газове; ревизия и ремонт на димен вентилатор; за планирано техническо обслужване на водогреен котел ВК Bertsch, като се предвижда техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба, съгласно техническата инструкция на производителя RAY Öl- & Gasbrenner GmbH.

Разходите за ремонт, отнесени към преноса на топлинна енергия - ремонтната програма на дружеството планира да се извършат ремонти по компрометирани участъци от топлопреносната мрежа по I-ва и II-ра магистрала. Предвижда се извършването на ремонт на спирателна и регулираща арматура. Планираните разходи по тази точка са **62 хил. евро.**

Посочва се, че с предвидените разходи за ремонт се гарантира политиката на дружеството за поддържане на качеството на предоставяната услуга.

Разходи за заплати и възнаграждения – за новия ценови период са прогнозирани в размер на **1 216 хил. евро,** при отчетени за 2025 г. – 980 хил. евро. Очакваното повишение на средната работна заплата в дружеството е 16,3% спрямо 2025 г., като очакваното увеличение на разходите за заплати и възнаграждения е с 24,1%, при средна численост на персонала от 64 служителя. Планирано е разкриване на допълнителни нови щатни работни места за обезпечаване на производствената дейност за осигуряване на непрекъснатия производствен процес. Във връзка с инвестиционните намерения за въвеждане в експлоатация на нова ИКПТЕЕ, дружеството предвижда откриване на нови работни места за 4 (четири) служителя. Дружеството отчита чувствително изоставане на работните заплати на служителите си спрямо средната работна заплата в сектора по данни на НСИ за 2025 г., като посочва, че разликата е в размер на до 26,7%. Посочва, че по данни на НСИ средната работна заплата в сектора е 1 835 евро, а средната работна заплата в „Топлофикация - ВТ“ АД за 2025 г. е 1 345 евро, като подчертава, че това изоставане изисква корелативен подход, а именно тенденция на актуализирането им, с цел запазване на настоящия висококвалифициран персонал.

Разходи за социални и здравни осигуровки, социални разходи – прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период от 01.07. 2026 г. до 30.06.2027 г.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са прогнозирани в размер на **1 039 хил. евро** и включват:

Горива за автотранспорт – планирани са в размер на **21 хил. евро**, което е завишение със 7 хил. евро в сравнение с отчетените за 2025 г. 14 хил. евро, поради използване на вътрешен транспорт за разпределяне, сортиране и зареждане с биогориво на парен котел ПТ-10 и завишение в разхода за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на топлинна енергия“.

Материалите за текущо поддържане са планирани в размер на **66 хил. евро**, което е завишено с 12 хил. евро спрямо отчетените през 2025 г., които включват текущо и аварийно закупуване на резервни части и материали за обезпечаване работата на производственото оборудване.

Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са прогнозирани в размер на **51 хил. евро**, като те са увеличени със 7 хил. евро в сравнение с 2025 г., поради промени в договора за денонощна физическа охрана.

Разходи за наем са планирани в размер на **71 хил. евро**, като увеличението спрямо отчетната година е 7 хил. евро и включват: наем на „Газов генераторен комплект № 7 – 5027/ИКПТЕЕ/ съгласно Договор за наем с „Топлофикация - Бургас“ ЕАД и наем на Телехендер „MANITU“ (телескопичен манипулатор) съгласно договор с „Номад Енерджи Къмпани“ ЕООД, гр. София. Използва се за зареждане с биогориво в парен котел ПТ-10 и като вътрешнозаводски транспорт.

Други разходи - предвиждат се разходи за екология, извършване на предпроектни проучвания с цел модернизация на производствения процес и модернизация на процеса по пренос и разпределение на топлинната енергия. Включени са и разходите, свързани с такси по аварийни изкопи по топлопреносната мрежа, сключване на граждански договори за извършване на конкретни и специфични дейности в производствения процес. Общият размер на разходите е **397 хил. евро.**

Безплатна храна съгласно нормативен акт – безплатна храна за работниците по Наредба № 11, в размер на **83 хил. евро.**

Променливи разходи

Разходи за доставка на основно гориво природен газ за ценовия период са в размер на 3 191 хил. евро, в т.ч. са включени: разходи за доставка на природен газ, разходи за закупуване на годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитет, разходи за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, разходи за достъп и пренос през газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД. Дружеството посочва, че разходите за достъп и пренос през газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД (съгласно сключен Договор за достъп и пренос на природен газ № CTN-206519/01.01.2023 г.), са по Решение № Ц-38 от 30.12.2024 г. на КЕВР и са в размер на 8,40 евро/MWh, като според „Топлофикация - ВТ“ АД трябва да се обърне внимание на включването на тези разходи в прогнозната индивидуална цена, за да се предотвратят значителни финансови загуби за дружеството.

Разходи за доставка на основно гориво биомаса полско стопанство и биомаса горско стопанство за ценовия период са в размер на **615 хил. евро.**

Разходи за вода – отчетените разходи общо за техническа вода в производството за 2025 г. са 232 хил. евро. За новия ценови период са прогнозирани на **263 хил. евро**. За технологични нужди, дружеството заявява, че използва вода от „Водоснабдяване и канализация Йовковци“ ООД, като 70% от потреблението се заплаща по тарифата с отвеждане и пречистване. Цената от 01.01.2026 г. е 1,497 евро/m^3 за вода и 2,533 евро/m^3 с отвеждане и пречистване.

Разходи за акциз – планирани са в размер на **75 хил. евро** при отчетени за 2025 г. в размер на 81 хил. евро.

Норма на възвръщаемост на привлечения капитал - представена е справка за среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал с описани наименование на заемодателя и вида на кредита, остатък към 31.12.2025 г. и годишния лихвен процент. Дружеството е изчислило **средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на **7,07%**.

Регулаторна база на активите на дружеството

Определяне на признатата стойност на активите – признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2025 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. В признатата стойност на активите не са включени: активи, несвързани с лицензионната дейност (сграда бунгало с. Вонеща вода и стопански инвентар); активи, отдадени под наем (ЛОЦ ул. „Васил Левски“ № 21 и дърводелска работилница ул. „Левски“ № 23); консервирани ДМА; активи, придобити чрез финансиране – финансирането на ДА е с различен процент при отделните активи и е част от

отчетната стойност на актива; лек автомобил.

Разпределение на дълготрайните активи – разпределението е извършено в зависимост от дела (%) на участие на двата продукта (електрическа и топлинна енергия) в производствения процес. Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ (котли, помпи, резервоари и др.), са отнесени към производството на топлинна енергия. Дружеството заявява, че **разпределението на ДА** между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия се извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете дейности се отнасят.

Оборотният капитал е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите, като не са включени разходите за амортизации.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

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

1.1 Корекциите на необходимите приходи, посочени от дружеството не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи, като следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

1.2. Прогнозни емисии CO_2 – 13 334 t заявени от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 75 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t **X** 13 334 t = 1 000 хил. евро.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 6 869 knm^3 и 4 072 t биомаса, съгласно заявените от дружеството.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 15 000 MWh (39,47%) на 8 258 MWh (21,73%) или с 6 742 MWh и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,37 евро/MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 8,40 + 2,28 = 10,68 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 50,06 евро/MWh.

[TLP-...]
Ниво ..

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**3 774**	**4 707**	**4 978**	**5 401**	**6 068**	**9 702**	**9 285**	**10 520**	**8 851**	5 101	5 684	3 233	**77 304**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	45,23	45,23	45,23	45,23	45,23	45,23	45,23	45,23	45,23	45,23	45,23	45,23	**45,23**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh	45,89	42,07	41,22	41,33	43,78	42,82	42,22	42,95	43,25	45,25	45,25	45,25	**43,23**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	-2,49	14,84	19,97	21,04	8,77	23,40	27,90	23,99	17,53	1,58	-4,03	-3,91	**149**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**32,72**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	-1,38	-2,38	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	45,89	42,07	41,22	41,33	43,78	42,82	42,22	42,95	43,25	44,92	45,94	46,44	**43,31**
Достъп + пренос+	**€/MWh**	12,88	10,33	10,27	10,14	10,13	10,60	11,07	10,65	10,65	10,65	10,65	10,65	**10,68**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**13 931**			
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**	**разходи по прогноза**	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**75,05**	**-549,54**	**-462,16**	**87,38**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. €	**-70,35**			

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **165,60**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-ВТ“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация-ВТ“ АД			
Справка № 1 – „Разходи“	**предложение**	**След корекция**	**изменение**
Корекциите на НП, хил. евро	166	0	-100%
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. евро	1859	2717	46,15%
3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	39,47%	21,73%	-13,05
3.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	23 000	29 742	29,31%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация-ВТ“ АД	евро/MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	354,13
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	231,99
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	72,49

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 9 390 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 9 198 хил. евро, от които условно-постоянни – 3 228 хил. евро и променливи – 5 970 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 2 717 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 7,07%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 960 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 29 742 MWh.

8. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-РАЗГРАД“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-16-8 от 02.04.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 204,17 евро/MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 81,46 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Разград“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	212,51	204,17	-3,92
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	70,62	81,46	+15,35

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 472,84 евро/knm^3 (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-16-8 от 09.04.2026 г. на КЕВР, от „Топлофикация-Разград“ АД е изискано да представи декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя, която е представена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-16-8 от 16.04.2026 г.

„Топлофикация-Разград“ АД е представило следната обосновка:

Отчетените разходи, реализирани през 2025 г. са в размер на 4 714 хил. евро (9 220 хил. лв.), от които нормативно признати за целите на ценообразуването – 4 196 хил. евро. (8 207 хил. лв.), които от своя страна, се разделят на:

Условно-постоянни разходи – 1 393 хил. евро (2 725 хил. лв.);

Променливи разходи – 2 803 хил. евро (5 482 хил. лв.);

Дружеството е отчело нарастващ дял на непризнатите разходи. През отчетната 2025 г. същите са в размер на 518 хил. евро. (1 013 хил. лв.).

В състава на непризнатите за целите на ценообразуването разходи основен дял са заели разходи за неустойки по договори – 150 хил. евро (294 хил. лв.), разходите по чл. 36е от ЗЕ, представляващи 5% вноски към ФСЕС – 143 хил. евро (279 хил. лв.), обезценки съгласно счетоводните стандарти – 61 хил. евро (118 хил. лв.), разходи за дялово разпределение – 56 хил. евро (109 хил. лв.), достъп производители – 33 хил. евро (65 хил. лв.), отписани вземания – 18 хил. евро (36 хил. лв.), социални разходи – 16 хил. евро (31 хил. лв.), неустойки (недостиг) на балансиращия пазар на електрическа енергия – 14 хил. евро (28 хил. лв.), разходи за бракуване на ДМА – 12 хил. евро (24 хил. лв.), административна такса за участие в стандартна балансираща група – 3 хил. евро (5 хил. лв.) и други – 12 хил. евро (24 хил. лв.).

I. **Условно – постоянни разходи**

Разходи за амортизации – 314 хил. евро (615 хил. лв.). Дружеството посочва, че активите са амортизирани при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи. Тези, които не са пряко относими към продуктите електрическа и топлинна енергия са отнесени към групата „общи за двата продукта“.

В ценовият модел стойността на дълготрайните материални активи, заложена в регулаторната база на активите е равна на отчетната стойност към 31.12.2025 г.

Разходи за ремонт – 118 хил. евро (231 хил. лв.). Дружеството посочва, че отчетените през 2025 г. разходи за ремонт са разпределени, както следва: отнесени към електрическата енергия – 13 хил. евро (25 хил. лв.); отнесени към топлинната енергия – 17 хил. евро (34 хил. лв.); отнесени към преноса – 79 хил. евро (154 хил. лв.).

През 2025 г. са отчетени разходи за авариен ремонт на статорни намотки и лагерни тела на генератор на ИКПТЕЕ, разходи за ремонт на наличните водогрейни котли и редица ремонтни дейности с авариен характер по различни участъци от топлопреносната мрежа. Дружеството посочва, че липсата на финансов ресурс за изпълнението на цялостна подмяна на критично нуждаещи се, морално остарели участъци от мрежата, води до по-голям брой аварийни ремонти. Планираните разходи са в размер на 118 хил. евро и са свързани с утвърдената ремонтна програма, която е предоставена като *Приложение 1* към обосновката. Планираните ремонти дейности включват: Обосновка по обекти:

Котелен цех - в експлоатация са 2 броя пламъчно-тръбни котли, чиято профилактика през неотоплителния сезон включва ремонтни дейности на пламъчни тръби на стойност 10 хил. евро.

Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/ - през неотоплителния период дружеството е предвидило ремонт на периферия и поддържащи съоръжения на инсталацията на стойност 8 хил. евро, като тук не са включени регулярни технически обслужвания съгласно програмата на производителя.

Цех Химическо водоочистване /ХВО/ - ремонт на елементи по съоръженията на стойност приблизително 2,75 хил. евро. Поради липса на финансов ресурс дружеството не е предвидило инвестиции в съоръженията от цеха.

Топлопреносна мрежа и абонатни станции - дружеството е предвидило 80 хил. евро за минимално необходим ремонт на аварирали участъци от топлопреносната мрежа и компрометирани абонатни станции през отоплителния сезон. Същите нямат инвестиционен характер.

Сграден фонд – предвиден е ограничен ремонт на наличния сграден фонд в размер на 2,5 хил. евро.

Електрически съоръжения – частичен ремонт на съоръженията в размер на приблизително 3 хил. евро.

Разпределителна уредба – предвиден е ремонт, включващ пълни активни изпитания на защитите на 10 kV и 20 kV и ремонт на елементи в размер на 12 хил. евро.

Разходи за заплати и възнаграждения – 546 хил. евро (1 067 хил. лв.). Дружеството посочва, че през последните няколко години се намира в изключително затруднено положение по отношение на създалата се криза с набирането и задържането на квалифицирана работна ръка и са налице незаети позиции, касаещи техническия и експлоатационен персонал. Липсват кандидати за обявените работни места, а ниските нива на възнаграждение допълнително утежняват намирането на такива.

Предвид гореизложеното, за новия регулаторен период е предвидено увеличение на разходите за работни заплати с 20%, вземайки предвид и увеличението на минималната работна заплата (12,6%), което предвид трудно прогнозируемото развитие на обстановката в световен мащаб и бързо растящата цена на всякакъв тип материали и услуги, дружеството счита, че е пренебрежимо малко.

Начислени осигуровки по действащото законодателство, свързани с разходите за заплати и възнаграждения, – 99 хил. евро (194 хил. лв.). Включват осигурителни вноски, начислявани върху работните заплати на персонала, пряко зает в регулираната дейност на дружеството. За новия регулаторен период дружеството е предвидило увеличение на осигуровките , съобразено с предвидения ръст на работните заплати.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 451 хил. евро (882 хил. лв.). Предвид отчетената от НСИ средна годишна инфлация в размер на 3,5% за 2025 г., увеличението на минималната работна заплата с приблизително 13 %, отчетената тенденция за поскъпване на всички стоки и материали от една страна и на услугите от друга, дружеството е предвидило увеличение на разходите, пряко свързани с регулираната дейност със средно 13,5%. Заложените прогнозни разходите за предстоящия регулаторен период не са съобразени с ежедневно отчитаната тенденция за необосновано покачване на

материали, суровини и услуги. Същите са планирани, съобразно постигнатите през 2025 г. стойности с предвиден минимален ръст на някои от тях.

Горива за автотранспорт – 1 хил. евро;

Работно облекло – 3 хил. евро – предвидено е минимално увеличение, съобразено с изпълнение на задължението на работодателя за предоставяне на работно и предпазно работно облекло, както и на тенденцията, свързана с покачването на цените.

Канцеларски материали – 2 хил. евро

Материали за текущо поддържане – 14 хил. евро – поради липса на финансов ресурс за цялостна подмяна на част от съоръженията дружеството е предприело редица дейности, част от които се характеризират с превантивен характер, допринасящи за запазване функционалността на съоръженията. В тази връзка, предвид наличието на относително голям дял морално остарели и амортизирани съоръжения е планирано и завишаване на материалите за текущо поддържане, с цел избягване увеличението на аварийността в Дружеството.

Застраховки – включват застраховки на имущество и персонал – 134 хил. евро. Основният дял се заема от застраховка „Имущество и прекъсване на дейността“, следвана от сключване на задължителните застраховки „Трудова злополука“, „Обща гражданска отговорност към трети лица“ и др.

Данъци и такси – 18 хил. евро – планирани на база отчетените стойности за 2025 г. с предвидено увеличение съгласно промените, касаещи местни данъци и такси.

Пощенски разходи, телефони и абонаменти – 4 хил. евро - предвидено е увеличение дължащо се на ежегодното индексиране на цените, предвид нарастващата инфлация. Налице е увеличение в таксите на използваните пощенски и куриерски услуги, както и в тарифните планове на операторите. От друга страна, с оглед подобряване комуникацията с клиентите и повишаване на тяхната информираност, дружеството предвижда увеличение в обема на изпращаните уведомителни писма, SMS съобщения и провеждани телефонни разговори.

Абонаментно поддържане – 145 хил. евро. През 2025 г. дружеството отчита разходи за абонаментно поддържане в размер на 267 хил. лв. Увеличението се дължи на планирани разходи за задължителните технически обслужвания на всеки 2 000 работни часа на ИКПТЕЕ, разписани от производителя. През предстоящия регулаторен период дружеството е предвидило извършването на 3 броя технически обслужвания – при достигнати 14 хил., 16 хил. и 18 хил. работни часа на ИКПТЕЕ. Планираните суми са на база сключен договор, след проведена процедура по Закона за обществените поръчки, с единствената оторизирана от производителя фирма – „Филтър“ ООД, приложен към обосновката. Извън размера на техническите обслужвания планираните суми за абонаментно поддържане са на база отчетените разходи през 2025 г.

Въоръжена и противопожарна охрана – 1 хил. евро. Очакваното увеличение е във връзка с инфлацията, както и това, че последните няколко години не е имало промяна на тарифите.

Наеми – не са планирани;

Проверка на уреди – 6 хил. евро - Увеличението е пряко свързано с покачване на цените за проверка от страна на акредитираните лаборатории за проверка на уреди за търговско мерене, наблюдение, контрол, газсигнализация и пожароизвестяване.

Съдебни разходи – 2 хил. евро. Посочено е, че планираното увеличение се дължи на необходимостта от извършване на допълнителни съдебни разноски по водените от дружеството дела срещу клиенти на топлинна енергия, както и с цел актуализиране на информацията за собственици на имоти и титуляри на партиди. Това са разходи, извън предвидените и задължителни държавни такси към съдебните органи за завеждане на искове. Същите представляват административни и съдебни такси, които дружеството се налага да заплаща, с цел получаване на допълнителна информация, официален документ

и/или акт на държавен орган, които са необходими като доказателства по водените съдебни производства.

Експертни и одиторски разходи – 18 хил. евро. Планирано е увеличение, свързано със сключен договор за анализ на потенциалните възможности за оптимизиране на производствените процеси в дружеството, както и с анализ на възможностите за устойчиво развитие в условията на постоянно променяща се икономическа среда.

Вода, отопление и осветление – 2 хил. евро. Посочено е, че е планирано минимално увеличение, съобразно промяна в цените на ресурсите. Безплатна предпазна храна – 1 хил. евро; Охрана на труда – 1 хил. евро; Служебни карти и пътувания – не са планирани; Командировки – 2 хил. евро; Услуги граждански договори – 1 хил. евро; Разходи за публикации – 3 хил. евро; Изпитания на съоръженията не са планирани; Разходи за лицензионни такси – 12 хил. евро; Физико-химичен анализ – 8 хил. евро – Тук са включени регулярни анализи на вода, масла и метали.

Транспортни услуги – необходими за обезпечаване на лицензионната дейност на дружеството средства – 25 хил. евро. Планът е направен на база остра необходимост от подновяване на наличната физически и морално остаряла материално-техническа обезпеченост.

Обучение на персонала – 5 хил. евро - Дружеството е предвидило увеличение с оглед планиране на допълнителни обучения за повишаване на професионалната квалификация на персонала. Планирани са и обучения на персонала във връзка с ежегодни промени в нормативната уредба в различни отрасли.

Стопански инвентар – 3 хил. евро, като освен отчетените разходи дружеството е планирало и оборудване на ремонтния персонал с ръчни инструменти.

Управление на човешките ресурси – 20 хил. евро - включват разходи за организиране на подбор и набиране на персонал, оценка на потенциала, изготвяне на индивидуални планове за развитие, изготвяне на трудови договори, допълнителни споразумения и съответните длъжностни характеристики, изготвяне на справки, декларации и други документи за подаване пред НСИ, НОИ, Инспекция по труда, РИОКОЗ, провеждане на тръжни процедури свързани с допълнително здравно осигуряване, животозастраховане и други, управление условията на труд – осигуряване на здравословни и безопасни условия, медицинско обслужване и ежегодни профилактични прегледи.

Правни услуги – отчетени 6 хил. евро; Счетоводни услуги – 3 хил. евро;

Други разходи – 10 хил. евро - Същите включват разходи за материали и услуги извън гореописаните в аналитичността на ценовия модел такива, както и на разходи за услуги, свързани с екологията.

Разходи свързани с нерегулираната дейност – 518 хил. евро (1 013 хил. лв.)

Съгласно Указанията-НВ, НРЦЕЕ и НРЦТЕ, отчетените през 2025 г. непризнати за целите на ценообразуването разходи са в размер на 518 хил. евро (1 013 хил. лв.), както следва:

Вид разход	хил. евро	хил. лв.
Неустойки по договори /за забава/	150	294
Вноски във ФСЕС по чл. 36е от ЗЕ	143	279
Обезценки съгласно счетоводните стандарти	61	118
Такси дялово разпределение	56	109
Достъп производители	33	65
Отписани вземания	18	36
Социални разходи	16	31
Неустойки – недостиг /небаланс ел. енергия/	14	28
Брак	12	24
Разходи за участие в стандартна балансираща група	3	5

Други	12	24
Общо разходи	**518**	**1 013**

Приходи от присъединяване и услуги – 1,5 хил. евро (3 хил. лв.). Отчетени са и съответно планирани 1,5 хил. евро – приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

Променливи разходи:

Разходи за материали – 2 738 хил. евро (5 356 хил. лв.)

Разходи за природен газ – 2 599 хил. евро (5 084 хил. лв.), както следва:

Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия – 1 927 хил. евро (3 769 хил. лв.);

Разходи за гориво за производство на топлинна енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на енергия от водогрейни котли – 672 хил. евро (1 315 хил. лв.).

Цената на природния газ, заложена в ценовия модел, е в размер на 472,84 евро/хнм^3

Цената се състои от разпределение на природен газ в размер на 8,40 евро/MWh (съгласно Решение № Ц-38/30.12.2024 г.), снабдяване – 0,57 евро/MWh (съгласно Решение № Ц-38 от 30.12.2024 г.), доставка на природен газ – 32,60 евро/MWh. (съгласно Решение № Ц-4 от 27.02.2026 г. за утвърждаване на цена на природен газ за м. март на Обществения доставчик), пренос – 0,17 евро/MWh и достъп – 2,29 евро/MWh (прогнозни цени за първо тримесечие на 2026 г.). За целите на преобразуването в енергийни единици е използван коефициент за м. януари 2026 г. – 10,74.

Разходи за вода – 2 хил. евро. Планирано е увеличение, дължащо се на увеличение на цените на водата.

Разходи за закупена ел. енергия – 57 хил. евро. Планирано е увеличение на база очакванията за увеличението на цените на електрическата енергия на свободен пазар, в допълнение е налице и липса на яснота за наличието на компенсация на цената на електрическата енергия за юридическите лица.

Консумативи (химикали, реагенти) – 31 хил. евро - Включени разходи за химикали, реагенти за обработка на топлоносителя по топлопреносната мрежа и централата. С обработката се цели омекотяване и химическа обработка на водата, с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по участъците от топлопреносната мрежа и енергийните съоръжения, както и намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане.

Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ – 50 хил. евро

За новия регулаторен период дружеството планира инвестиции в размер на 110 хил. евро - съгласно Инвестиционна програма - Приложение 2.

Производствена програма – планираната производствена програма за предстоящия регулаторен период е съобразена с нормалните режими на работа на дружеството.

Норма на възвръщаемост на собствения капитал - нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определена в размер на 8,29%, съгласно приложена справка – Приложение 3 към обосновката.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени корекции на цената на природен газ, при съобразяване с т. 11 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,02 евро/MWh;

1.3. Пренос – 0,19 евро/MWh;

1.4. Достъп – 10,93 евро/MWh;

Крайна цена на природен газ 51,15 евро/MWh.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 10 060 MWh (36,33%) на 7 455 MWh (29,00%) или с 2 605 MWh и в съответствие с т. 6 от общия подход.

[TLP-...]
Ниво ..

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**1 430**	**1 854**	**1 714**	**2 772**	**6 649**	**9 212**	**9 702**	**8 619**	**8 325**	5 468	1 748	1 748	**59 242**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	46,33	46,33	46,33	46,33	46,33	46,33	46,33	46,33	46,33	46,33	46,33	46,33	**46,33**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh	43,70	42,44	41,64	41,87	44,33	42,89	42,58	43,73	44,03	44,03	44,03	44,03	**43,37**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	3,76	7,21	8,04	12,37	13,30	31,67	36,40	22,42	19,16	8,02	1,07	0,20	**164**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**32,63**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,67	-3,38	-4,38	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	43,70	42,44	41,64	41,87	44,33	42,89	42,58	43,73	44,03	44,86	45,72	46,22	**43,57**
Достъп + пренос+	**€/MWh**	10,69	10,69	10,69	10,67	10,67	10,67	11,43	11,43	11,43	11,43	11,43	11,43	**11,13**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**0**			
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**	**разходи по прогноза**	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**75,05**	**-569,54**	**-531,86**	**37,68**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**0,00**			

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **201,30**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-Разград“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация-Разград“ АД			
1. Справка 4 – „ТИП в производство“	**предложение**	**След корекция**	**изменение**
1.1 Природен газ, евро/knm^3	472,84	550,24	16,37%
2. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
2.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	36,33%	26,33%	-10,00
2.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	17 630	20 861	+18,33%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация-Разград“ АД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	211,84
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	89,70
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	74,14

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 4 991 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 4 690 хил. евро, от които условно-постоянни – 1 527хил. евро и променливи – 3 163 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 3 856 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 7,81%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 310 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 20 861 MWh.

9. „ЮЛИКО - ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-56-1 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 479,18 евро/MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 78,70 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Юлико - Евротрейд“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г.,**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без**	**Изменение, %**

	без ДДС, евро/MWh	ДДС, евро/MWh	
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	377,29	479,18	+27,01
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	47,81	78,70	+64,61

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 632,40 евро/knm^3 (без ДДС и акциз), при долна работна калоричност 8 194 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-56-1 от 28.04.2026 г. на КЕВР, от „Юлико - Евротрейд“ ЕООД е изискано да представи годишен финансов отчет за 2025 г., който е представен с писмо с вх. № Е-14-56-1 от 04.05.2026 г.

„Юлико - Евротрейд“ ЕООД е представило следната обосновка:

Прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са прогнозирани на база вече постигнати показатели през отчетния период. Дружеството произвежда топлинна енергия за отопление и БГВ на ограничен брой клиенти само през отоплителния период. По отношение на количествата топлинна и електрическа енергия дружеството се съобразява с технологичните възможности на инсталирания когенератор и с потребностите на клиентите от топлинна енергия.

- Прогнозната цена на природния газ е заложена на 60 евро/MWh, като дружеството се надява в съответствие с нормативните правила да бъде коригирана при разминаване с действителната.
- Разходи амортизационни отчисления са изчислени на база отчетната стойност на активите и срок на амортизация 15 години.
- Разходи за ремонт – изчислени са на база стойността на отчетените ремонти, завишени с индекс на инфлация за 1,5 години напред с 10,5%.
- Разходите за заплати и възнаграждения са индексирани с прогнозен индекс на нарастване, стъпвайки върху отчетените вече стойности.
- Разходи, пряко свързани с дейността по производство на електрическа и топлинна енергия са индексирани с около 10% в зависимост от реалното повишение на всички разходи и прогноза за повишение с 5% за следващия ценови период.

Дружеството е посочило, че не е получавало присъдени вземания от юрисконсултски възнаграждения.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени корекции на цената на природен газ, при съобразяване с т. 11 от общия подход.

1.1 . Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци, предоставена от дружеството:
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 47,87 евро/MWh;
3. Пренос – 0,65 евро/MWh;
4. Достъп – 3,32 евро/MWh;

Крайна цена на природен газ – 51,85 евро/MWh.

[TLP-...]
Ниво ..

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**0**	**0**	**0**	**0**	**102**	**113**	**110**	**100**	**95**	93	0	0	**613**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	71,46	71,46	71,46	71,46	39,05	39,05	39,05	39,05	39,05	39,05	39,05	39,05	**39,05**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh					46,03	48,14	49,32	48,55	49,49	45,49			**47,87**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,32	0,39	0,22	0,28	0,12	0,00	0,00	**1**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**32,65**
		-33,00	-31,75	-30,94	-31,19	8,50	11,92	13,85	11,70	13,40	7,73	-35,98	-36,98	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	16,50	15,87	15,47	15,60	37,53	36,22	35,47	36,85	36,09	37,76	17,99	18,49	**36,62**
Достъп + пренос	**€/MWh**	0,00	0,00	0,00	0,00	3,88	4,00	4,32	4,55	3,49	3,49	0,00	0,00	**3,97**

2. Корекция по въглеродни емисии

		разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**	
Количество, Qe	тона				
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**			
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**75,05**	**-1,83**	**-1,83**	**0,00**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**0,00**			

Ht=Qg*(Цпг-Цl)t+Qe*(Цпе-Цll)t±Pt-1 = **1,49**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Юлико Евротрейд“ ЕООД			
1. Справка 4 – „ТИП в производство	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение**
1.1 Природен газ, евро/knm^3	632,40	546,39	-13,60%
2. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
2.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	41,53%	40,68%	-0,85
2.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	1 380	1 400	+1,45%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Юлико Евротрейд“ ЕООД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	496,28
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	49,43

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 1 196 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 1 112 хил. евро, от които условно-постоянни – 685 хил. евро и променливи – 427 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 1 773 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 4,71%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 016 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 400 MWh.

10. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-09-5 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 319,07 евро/MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 84,35 евро/MWh без ДДС;

3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 103,76 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация Русе“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г.**	**Изменение, %**

	№ Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	310,91	319,07	+2,63
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	49,90	84,35	+69,05
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	68,53	103,76	+51,41

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):
- цена на природен газ – 482,55 евро/knm^3 при калоричност 8 356 kcal/kg;
- цена на въглища – 270,50 евро/t при калоричност 4 735 kcal/kg;
- цена на мазут – 576,56 евро/t при калоричност 9 839 kcal/kg;
- цена на биогориво – 168,73 евро/t при калоричност 3 885 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-09-4 от 08.04.2026 г. от „Топлофикация Русе“ АД е изискана допълнителна информация: подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения и декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия.

С писмо с вх. № Е-14-09-5 от 15.04.2026 г. „Топлофикация Русе“ АД е представило: Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в която е посочило, че за периода от 01.07.2025 г. – 31.03.2026 г. същите са в размер на 1 155 евро. Според дружеството, същите представляват законово регламентирано възстановяване на разходите за процесуално представителство и не следва да се разглеждат като търговска печалба, генерирана от неговата основна дейност. Отнася се до специфичен финансов механизъм, чрез който се възстановяват направените от дружеството разноски в рамките на съдебни и изпълнителни производства съгласно Гражданския процесуален кодекс. Посочените приходи имат строго целево предназначение и служат като ресурсно обезпечение за поддържане на активна съдебна дейност срещу некоректни длъжници. Чрез тях „Топлофикация Русе“ АД финансира иницииране на нови производства за събиране на вземания за доставена, но неплатена енергия, както и покриването на разноски по дела, по които дружеството е ответник. Този подход позволява постигането на икономическа самодостатъчност на правното обслужване, като се избягва ангажирането на оперативен капитал, пряко необходим за технологичното и експлоатационно обезпечаване на енергийния цикъл. Дружеството е изразило становище, че в контекста на методиката за ценообразуване, посочените приходи са обект на индивидуално счетоводно отчитане и са напълно изолирани от неговата обща разходна структура. Тези суми са извадени от калкулацията на признатите експлоатационни разходи и не функционират като ценообразуващ елемент. По този начин дружеството предотвратява всяко потенциално влияние на тези средства върху утвърждаваните от КЕВР цени на топлинната и електрическата енергия, осигурявайки пълна защита на интересите на крайните потребители.

„Топлофикация Русе“ АД е представило декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че юрисконсултските възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическа енергия.

„Топлофикация Русе“ АД е представило следната обосновка:

Дружеството е посочило, че при планиране на цените от 01.07.2026 г. са използвани данни за 2025 г., както и за текущия ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. Прогнозната информация е изготвена както следва:

1. Увеличени са планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, във връзка с планове за присъединяване на нови потребители.

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през периода 01.01.2025 г. – 31.12.2025 г. в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

3. Горивата за новия ценови период са планирани в съответствие с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

4. Количеството закупени емисии парникови газове (CO_2) през текущия ценови период е получено като от изчислените емисии на база прогнозните количества горива се приспаднат предвидените безплатни квоти (сума от 1/2 от квотите за 2025 г. и 1/2 от квотите за 2026 г.), по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО). Отделените въглеродни емисии през новия ценови период, започващ от 01.07.2026 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. По отношение на количеството въглеродни квоти, които следва да бъдат закупени за ценовия период от 01.07.2026 г – 30.06.2027 г., е предвидено увеличение в сравнение с базовия период поради следните основни причини:

- нарастване на общото количество отделени емисии, което се дължи на повишаване на количеството гориво в натурално изражение;

- намалено количество безплатни квоти по 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО).

Относно квотите по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО, дружеството е посочило, че е подало доклад за равнище на дейност в МОСВ в нормативно определения срок до 31.03.2026 г. На основата на същия и след одобрение от Европейската комисия ще бъдат разпределени предвидените в доклада квоти по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО. За ценовия период 01.07.2026 г – 30.06.2027 г., дружеството е предвидило очакваните безплатни квоти за разпределение като сума от 1/2 от безплатните квоти за 2026 г. и 1/2 от безплатните квоти за 2027 г.

Относно квотите по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, дружеството е отбелязало, че към момента липсва нормативна уредба за функционирането на „Национална рамка за инвестиции за периода 2021 г. – 2030 г.“, на база на която да се провеждат тръжни процедури за инвестиционни проекти, за изпълнението на които да се разпределят квоти по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО. Поради това не са планирани количества безплатни квоти по чл. 10в на Директива 2003/87/ЕО.

Разходи за основно гориво: по отношение на качеството на основното гориво: „Топлофикация Русе“ АД е посочило, че централата е със специфика на производствените мощности, като основното гориво за производството на електрическа и топлинна енергия са въглища с характеристики, които не са налични като залежи в страната. В производствената централа се използват въглища с ниско съдържание на сяра и летливи вещества. За осъществяване на експлоатационната дейност, спрямо дружеството в комплексното разрешително са заложени сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Това налага все по-високи и специфични изисквания към характеристиките на използваните горива и значително ограничава района, от който може да се доставят въглища с нужните показатели, даващи възможност за изпълнение на екологичните ограничения. На практика те могат да бъдат доставени само от внос, като за постигане на исканите характеристики се налага предварителна обработка - раздробяване, смесване и хомогенизиране. Всичко изброено, допълнено и от факта, че в района на добив работят крайно ограничен брой доставчици, прави цената на такъв тип въглища доста по-висока.

Изчислената цена на въглищата по доставки в рамките на ценовия период 01.07.2025г. – 30.06.2026г. по утвърден от КЕВР образец на Справка – Приложение № 2, е 261,19 евро/т.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ АД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в електронния изчислителен модел за образуване на цените е:

261,19 евро/т. + 9,31 евро/т = 270,50 евро/т, където:

9,31 евро/т – допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба.

Цена на природния газ: прогнозна цена в размер на 482,55 евро/knm^3. Цената на природния газ е получена съгласно цената от внесеното заявление на „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за м. април 2026 г., завишена с 20% и включва цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа. Използваният коефициент на преобразуване е средно претеглената стойност за 2025г. от 10,77 kWh/m^3.

Цена на мазута: прогнозна цена в размер на 576,56 евро/т., получена съгласно Приложение № 2.

Разходи за закупена електрическа енергия: предвидена е сума, без завишение на тази очаквана за текущия ценови период.

Условно-постоянни разходи: основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други) са прогнозирани на база разчети за необходимите разходи на дружеството за регулаторния период, представени подробно в справка „Отчет и разчет на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията“. Завишението е следствие на ръст в годишната инфлация в края на 2025 г. и началото на 2026 г. и обвързаността ѝ с цената на услугите.

Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените разходи за текущия ценови период с 15%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2025 г. е в размер на 1 350 евро, спрямо средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която по данни на НСИ за 2025 г. е в размер на 1 983 евро.

Разходите за ремонт са планирани на база неотложни потребности от основни ремонти и текуща поддръжка на съоръженията.

Разходите за амортизации са изчислени при спазване изискванията на т. 31 и т. 31.1 от Указанията-НВ.

Относно позиция „Разлика в прогнозни (по Решение № Ц-24/01.07.2025 г.) и отчетени цени за газ и CO_2 емисии на ред 5.29 от „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, позовавайки се на чл. 24а, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ, „Топлофикация Русе“ АД отчита стойност от 1 211 хил. евро в повече направени разходи (Приложение № 5).

За разходите за консумативи (химикали, реагенти, моторно масло) от променливите разходи е предвидено 15% увеличение на очакваните през текущия ценови период, за разходите за вода 10% увеличение.

Регулаторна база на активите: дружеството е посочило, че при изчисляването ѝ са спазени изискванията на т. 30 от Указания-НВ.

Норма на възвръщаемост на капитала:

Норма на възвръщаемост на собствения капитал: дружеството е посочило, че за изчисляване на цената на собствения капитал за новия регулаторен период е използван международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“. Използвани са следните параметри за изчисление, съгласно информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran – Stern School of Business за 2025 г.:

- Безрискова премия – 3,9294%;
- Лостов бета коефициент на активите – 0,92;
- Пазарна рискова премия – 6,30%;

НВск = 3,9294% + 0,92 * 6,30% = 9,7254%

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал: изчислена е съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал и е

в размер на 5,15%.

- Дял на собствения капитал – ДСК = 84,32%;
- Дял на привлечения капитал – ДПК = 15,68%
- Данъчна ставка – ДС = 10%

В резултат на изчисленията в ценовия модел, дружеството определя нормата на възвръщаемост на капитала в размер на 9,92%.

В резултат на извършените изчисления по Справки от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2026-2027 г.) са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 129 354 хил. евро.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 420,91 MW.

Образуване на цените:

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

1.1 Корекциите за природен газ, посочени от дружеството не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи, като следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

1.2. Прогнозни емисии CO_2 – 214 331,50 t заявени от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 75 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t Х 214 331,50 t = 16 075 хил. евро.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са природен газ 38 448,32 knm^3, мазут 610,00 t, ВЕИ 91 406,38 t и 116 083,00 t въглища, съгласно заявеното от дружеството.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 39,39% на 30,16%, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от приетия общ подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 38,01 евро/MWh;
2. Пренос – 0,24 евро/MWh;
3. Достъп – 1,74 евро/MWh;

Крайна цена на природен газ – 40,01 евро/MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

[TLP-...]
Ниво ..

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**32 976**	**33 799**	**30 517**	**33 643**	**36 449**	**30 665**	**36 234**	**27 436**	**36 065**	36 178	36 198	33 007	**403 167**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	33,78	33,78	33,78	33,78	33,78	33,78	33,78	33,78	33,78	33,78	33,78	33,78	**33,78**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh	34,49	33,20	32,71	32,91	35,65	34,44	33,67	34,73	36,36	36,36	36,36	36,36	**34,82**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	-23,39	19,58	32,77	29,30	-67,99	-20,14	4,25	-26,09	-32,81	-93,33	-124,34	-129,88	**-432**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**33,05**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,67	0,00	-1,71	-2,71	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	34,49	33,20	32,71	32,91	35,65	34,44	33,67	34,73	34,69	36,36	37,22	37,72	**34,86**
Достъп + пренос	**€/MWh**	1,49	1,46	1,77	1,72	2,00	2,22	2,52	2,44	2,09	2,09	2,09	2,09	**2,00**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**183 596**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**75,05**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил €	**-927,16**

	разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
	-93,12	**-347,05**	**-253,92**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **-1 613,15**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация Русе“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация Русе“ АД			
1. Справка 1 – „Разходи“	**предложение**	**След корекция**	**изменение**
Корекциите за природен газ, хил. евро	1211	0	-100%
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. евро	59 566	59 168	-0,67%
3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	39,39	30,16	-9,23
3.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	317 734	366 066	+15,21%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация Русе“ АД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	338,33
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	216,19
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	52,39
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	70,56

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 126 135 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи –120 265 хил. евро, от които условно-постоянни – 35 696хил. евро и променливи – 84 569 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 59 168 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 9,92%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 320 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 4 351 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 366 066 MWh.

11. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ПЕРНИК“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-03-5 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 260,82 евро/MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 74,90 евро/MWh без ДДС;

3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 29,35 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Перник“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	276,47	260,82	-5,66
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	57,76	74,90	+29,68
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	33,81	29,35	-13,19

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглища – 85,66 евро/$t_{н.г.}$ при калоричност 1 900 kcal/kg;
- цена на природен газ – 393,56 евро/knm^3 при калоричност 8 300 kcal/knm^3 (без акциз);
- друг вид гориво – 35,00 евро/$t_{н.г.}$ при калоричност 3 300 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-03-5 от 08.04.2026 г. от дружеството е изискана допълнителна информация: подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения; декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1.

С писмо с вх. № Е-14-03-5 от 21.04.2026 г. дружеството е предоставило следната допълнителна информация: относно получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения дружеството е посочило, че при незаплащане на задължение от страна на клиент на топлинна енергия, след изтичане на законоустановените срокове, в съда се подава заявление за издаване на заповед за изпълнение на парично задължение. Съгласно чл. 78, ал. 8 от ГПК се дължи възнаграждение, което се определя от съда, като същото не може да надхвърля максималния размер за съответния вид дело, определен по реда на чл. 37 от Закона за правната помощ. Впоследствие, ако длъжникът възрази по издадената заповед, се води гражданско дело, като съдът отново присъжда разноски за юрисконсултско възнаграждение, съразмерно уважената част от иска и изхода на делото. След като се издаде изпълнителен лист в полза на дружеството, при образуване на изпълнително дело, отново се претендира юрисконсултско възнаграждение в изпълнителното производство. В изпълнителното производство се иска минимално юрисконсултско възнаграждение, като от своя страна длъжникът би могъл да възрази относно размера му пред ЧСИ и съда. Не са посочени конкретни суми за получените юрисконсултски възнаграждения, като е представена декларация от изпълнителния директор, че получените приходи от юрисконсултски възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при

определяне на цените на топлинната и електрическа енергия.

Дружеството е приложило на хартиен носител разходо-оправдателен документ за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период – заверено копие на фактура от 16.09.2025 г., издадена от „ТИБИЕЛ“ ЕООД, както и разпечатка за трансакция № EU969566 по отношение на 244 000 t. квоти за емисии на парникови газове.

Дружеството е посочило, че технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия са определени съгласно действащата нормативна уредба.

- За определяне на размера на технологичните разходи в ТПМ дружеството измерва топлинната енергия със средства за търговско измерване на границата между производството и преносната мрежа и на границата на собственост при клиентите. Също така се измерват и разходът и параметрите на добавъчната вода за компенсиране на пропуски в топлопреносните мрежи. „Топлофикация-Перник“ АД е заявило, че проверява топломерните системи да са метрологично заверени и с валидни сертификати съгласно изискванията на чл. 74, т. 3 от Закона за измерванията.

- За определяне на размера на действителните технологични разходи в АС, при клиенти, ползващи топлинна енергия за битови нужди, дружеството поддържа база данни за намиращите се в експлоатация АС, въз основа на техническата характеристика на АС по данни на производителя;

- Дружеството е посочило, че във връзка със спазването на крайния срок – 01 януари 2027 г., относно изискването монтираните търговски измервателни уреди в абонатните станции (АС) да бъдат с възможност за дистанционно отчитане, се извършва ежегодна подмяна на топломерни системи Сименс UH50 и водомери в АС, като към момента приблизително 91% са подменени с нови с дистанционен отчет.

Дружеството е посочило, че инвестира в рехабилитация на ТПМ и подмяна на съществуващи АС. Дължината на топлопреносната мрежа (139 000 метра) е тясно свързана със стойността на загубите на топлина по време на преноса. През отчетната 2025 г. технологичните разходи по преноса са в размер на 42,08%. Отпусната топлина към преноса с гореща вода е в размер на 294 189 MWh, продажбата на топлинна енергия с гореща вода – 170 402 MWh.

Според дружеството, със заложената в инвестиционната програма подмяна на елементи от ТПМ през новия регулаторен период 2026 г. – 2027 г. ще се намалят технологичните разходи.

„Топлофикация-Перник“ АД е представило следната обосновка:

Прогнозната информация е определена въз основа на базисната 2025 г., съгласно Указания-НВ.

Производствена програма (отчет и прогноза) - След въвеждане в експлоатация на КГ 1, КГ 2 и КГ 3 през настоящия регулаторен период, дружеството е изготвило производствена програма базирана на новите мощности и парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5.

През новия регулаторен период дружеството предвижда през отоплителния сезон работа на парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5 и когенераторната инсталация. През месеците май, юни, юли и септември работата ще се извършва чрез КГ 1, КГ 2 и КГ 3.

Производство на топлинна енергия – отпусната от съоръженията топлинна енергия към преноса през прогнозния период е 555 730 MWh. Предвижда се броят потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази спрямо отчетния период. Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 42,08%. Намеренията на дружеството е през новия регулаторен период да ги намали до 41,87%.

Производство на електрическа енергия – цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са

направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство ВЕКП, при ΔF>=10%.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 313 511 MWh, а за периода 2026 г. – 2027 г. се планира да бъдат произведени 319 512 MWh.

Продадена електрическа енергия – през отчетната 2025 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирало 271 261.100 MWh на свободния пазар, от които 250 960 MWh, ВЕКП, компенсирано с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2025 г. е в размер на 265 378 MWh. През новия регулаторен период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 272 662 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление – прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Топлофикация-Перник“ АД през новия ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., са планирани на база отчетните данни през базовата 2025 г.

Електрическа енергия за собствени нужди – електрическа енергия за собствени нужди през новия ценови период е 46 850 MWh, в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно Глава трета, Раздел I, т. 5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза): изпълнението на дейностите от ремонтната програма на дружеството за 2025 г. възлиза на 2 982 хил. евро за извършване на големи основни ремонти на съоръженията. През ценови период 07.2026 г. - 06.2027 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 1 369 хил. евро въз основа на изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди.

Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Инвестиционна програма – през новия регулаторен период дружеството ще продължи да изпълнява част от дейностите, заложени в настоящия. Предвидено е изграждане на индустриални батерии за съхранение на електроенергия. Предвидени са инвестиции за рекултивация на Сгуроотвал „7-ми септември“ с цел изпълнение на екологичните норми. При основните съоръжения на централата ще бъде подменен ширмов паропрегревател. Ще бъде направен основен ремонт на Основен бойлер на бойлерна уредба. За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. ще се инвестира в подмяна на магистрален тръбопровод, ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите. Дружеството ще инвестира и в цех Когенераторна инсталация – монтаж и пускане в експлоатация на 2 броя когенератори с единична мощност по 8,7 MWh и изграждане на Когенераторна инсталация 3.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2025 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия възлиза на 53 252 хил. евро.

„Топлофикация-Перник“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване. Дружеството е посочило, че в съответствие с Указания-НВ в РБА не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал – определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не са включени разходи за амортизации,

съгласно т. 32.5. от Раздел II на Указания-НВ. За ценовия период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. оборотният капитал за производство е в размер на 16 836 хил. евро.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2025 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 7,50%.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – според дружеството съгласно изискванията на чл.31.1., б. „б“ от Указанията-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Топлофикация-Перник“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г. разходите за амортизации са на нивото на 2025 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки – за отчетната дейност през 2025 г. възлизат на 8 541 хил. евро, в т.ч. разходи за заплати 6 415 хил. евро и за осигуровки 2 126 хил. евро. За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. необходимите разходи са завишени на 10 509 хил. евро, в. т. ч. разходи за заплати 8 086 хил. евро и 2 423 хил. евро за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минимална работна заплата от 01.01.2026 г.

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензиите – са увеличени спрямо отчетната 2025 г. и са отразени в Приложение № 1 „Разходи за производство“ (от Справки № 1-9). Според дружеството същите са планирани спрямо действителните му нужди през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията. Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергии.

Променливите разходи включват горива за производство, горива за разпалване - пр. газ, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Основно гориво за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.:

- За Когенераторна инсталация – природен газ;
- За Парогенератор № 5 – кафяви въглища.

Определянето на разходите за гориво на парогенератора за ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са в изпълнение на Договор № 102 от 2014 г. за покупко-продажба на кафяви въглища и допълнителните споразумения към него.

В Приложение № 2 са посочени отчетните и прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2026 г. За прогнозния период цената на твърдото гориво е в размер на 85,66 евро/т.н.г. при калоричност 1 900 ккал/кг. Цената на природния газ е изчислена на база последната утвърдена цена от КЕВР за месец април 2026 г. – 34,27 хил. евро/MWh.

Разходите за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги през новия ценови период възлизат на 246 хил. евро. Те включват промишлена вода необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 1 758 хил. евро и включват електроенергия за абонатните станции, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар.

Разходите за консумативи за новия ценови период възлизат на 498 хил. евро.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии. Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, хидротан, хидро-хикс, ферихлорид, железен

сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли, както и разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт.

Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2025 г.

Разходи за закупуване на емисии на парникови газове – дружеството е посочило, че в съответствие с изискванията на нормативната база ТЕЦ „Република“ притежава издадено от ИАОС разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към дата 31.03.2026 г.

Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година (01.01-31.12) да предостави в ИАОС верифициран „Доклад за емисии на парникови газове“. До 30 април ежегодно дружеството е задължено да осигури квоти в размер равен на верифицираните по сметката си в „Регистъра за емисии на парникови газове“. Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

За 2025 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 179 929 тона.

За периода 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г. прогнозното количество на закупените емисии е както следва: 249 540 т. при изгорени твърди горива – 272 560 т., биогориво – 50 880 т., природен газ – 39 141 000 $м^3$.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125,91 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

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

1.1 Такса достъп в размер на 862 хил. евро, заявена от дружеството, не се признава, тъй като в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия, в съответствие с чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ.

1.2. Прогнозни емисии CO_2: 249 540 t заявени от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 75 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t **X** 249 540 t **=** 18 716 хил. евро.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ 37,88 евро/MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,26 + 1,67 = 1,93 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 39,81 евро/MWh.

[TLP-
Ниво ..

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2025/2026												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**32 101**	**32 316**	**30 820**	**22 571**	**29 612**	**34 032**	**35 521**	**36 620**	**29 932**	40 039	36 351	35 179	**395 094**
Цена на пр. газ , Цпг	€/MWh	36,04	36,04	36,04	36,04	36,04	36,04	36,04	36,04	36,04	36,04	36,04	36,04	**36,04**
Цена на пр. газ , Ц търговец	€/MWh	34,30	33,08	32,43	32,65	35,16	34,65	32,94	35,10	34,77	36,44	36,44	36,44	**34,65**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. €	55,88	95,58	111,32	76,56	25,96	47,23	110,25	34,40	38,00	-16,04	-45,64	-61,76	**472**
Цена на пр. газ , Цбг	**€/MWh**	**33,00**	**31,75**	**30,94**	**31,19**	**33,65**	**32,22**	**31,15**	**32,30**	**32,60**	**34,27**	35,98	36,98	**33,11**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,71	-2,71	
Цена на пр. газ , Цпl	€/MWh	34,30	33,08	32,43	32,65	35,16	34,65	32,94	35,10	34,77	36,44	37,30	37,80	**34,85**
Достъп + пренос	**€/MWh**	1,30	1,34	1,48	1,45	1,51	2,44	1,79	2,80	2,17	2,17	2,17	2,17	**1,93**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**176 252**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**75,05**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. €	**-890,07**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
467,29	**296,98**	**-170,31**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **-588,65**

РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация - Перник“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Перник“ АД			
Справка 1 – „Разходи“	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение**
Такса достъп, хил. евро	862	0	-100%
Справка № 2 – „РБА“ - Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. евро	53 252	46 685	-12,33%

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Перник“ АД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	281,14
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	159,00
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	60,20
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	20,23

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 92 141 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 88 430 хил. евро, от които условно-постоянни – 23 350 хил. евро и променливи 65 080 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 46 685 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 7,95%;
- Количество електрическа енергия – 272 662 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 267 302 MWh;
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 5 360 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 190 700 MWh; Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 227 700 MWh.

12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-07-3 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 268,99 евро/MWh без ДДС;

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66,90 евро/MWh без ДДС;

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 45,36 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	290,61	268,99	-7,44
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	50,16	66,90	+33,37
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	47,92	45,36	-5,34

Предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 174,68 евро/t с долна работна калоричност 4 197 kcal/kg;
- цена на мазут – 613,55 евро/t с долна работна калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 110,00 евро/t с долна работна калоричност 3 500 kcal/kg.
- цена на модифицирано гориво (RDF) – 3,20 евро/t с долна работна калоричност 3 600 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-07-3 от 08.04.2025 г. от дружеството е изискано да представи допълнителна информация, както следва: подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения; декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия и разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-07-3 от 20.04.2026 г. заявителят е представил: обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, като е заявило, че за ценовия период не са получавани приходи от юрисконсултски възнаграждения,; декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; разходно-оправдателни документи за закупени количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период, в т.ч.: заверено копие на фактура от 16.09.2025 г., издадена от „ТИБИЕЛ“ ЕООД към договор за покупко-продажба на финансови инструменти по отношение на 70 000 t. квоти за емисии на парникови газове.

„Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е представило следната обосновка:

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя, индивидуалното потребление на клиентите на гореща вода и метеорологичните условия за град Сливен. През 2025 г. дружеството е реализирало 92

569 MWh топлинна енергия с гореща вода. През изминалата година средните температури през преходните месеци април и октомври са били по-ниски от обичайните, което е довело до по-големи количества реализирана гореща вода. Освен това дружеството е присъединило и нови сгради към топлопреносната мрежа, което е допринесло до повишаване на продажбите. За предстоящия ценови период с цел оптимизиране работата на съоръженията и цените на електрическата и топлинна енергия, дружеството предвижда производство през целия регулаторен период. За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. дружеството прогнозира увеличение на продадените в сравнение с базовата година продукция, както следва: електрическа енергия с 16% от 143 546 MWh на 167 360 MWh; гореща вода с 5,2% от 92 569 MWh на 97 418 MWh; пара с 2,5% от 151 594 MWh на 155 381 MWh. Оптимизмът за повишените продажби се базира на постоянния интерес на сгради за присъединяване.

Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия, при минимално паропроизводство на енергийните котли, постигнати показатели за ефективност през 2025 г. и осъществената реконструкция за повишаване мощността на енергиен котел 2.

Собствените нужди от електрическа енергия са съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения свързани с подготовка на горивото за изгаряне, захранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

Разходи

Условно-постоянни разходи - дружеството е посочило, че с приемане на Закона за въвеждане на еврото в Република България през втората половина на 2025 г., периода преди приемане на еврото като парична единица на страната, е започнало реално повишение на цените. Повишението на цените на стоки и услуги е продължило и след 1.1.2026 г. Към момента нов тласък на повишение на цените на всички видове горива и разходи за материали и услуги дава започналата война срещу Иран. За отразяване на тези икономически процеси в разходите на дружеството е извършен анализ и преценка за промяна на всеки разход. В заявлението всеки разход е изменен с прогнозен процент или е актуализиран в съответствие с действащ договор.

Разходи за заплати – дружеството е посочило, че съгласно вътрешните правила, при промяна размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. От 01.01.2026 г., с Постановление № 243 на Министерски съвет 13.11.2025 г. е прието увеличение на МРЗ с 12,6% - от 552,66 евро на 620,20 евро. Прогнозираните бъдещи увеличения се очаква да бъдат в порядъка на 12-13%, което за периода сумарното увеличение ще е с 19%. Предвиденото от дружеството увеличение на разходите за заплати и възнаграждение отразява посочения ръст от 19%. Друга причина, поради която е наложително увеличение на възнаграждението, е ниското възнаграждение за полагания труд в тежките условия на работа, все по- трудното задържане и голямо текучество на работници, непрекъснато увеличаващи се цени в страната.

Отчитайки значителното увеличение на цените на хранителните стоки в страната съвпаднало с приемане на еврото, както и поради намаленото българско производство и внос, прогнозните разходи за безплатна храна съгласно нормативен документ, са увеличени с 40%, спрямо 2025 г.

Елементите по позицията с установено **най-голямо увеличение на цените и разходите, са за „горива за автотранспорт“**. Поради това, прогнозното им увеличение е с 42% спрямо 2025 г.

Прогнозните **разходи за амортизации** са съобразени с отчетените през 2025 година, въведените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок и са запазени в същия размер.

През тази година изтича двугодишния срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции. Дружеството предвижда разходът за тези проверки да възлезе на 25 хил. евро, което е показано в модела, в разходи за проверка на уреди в преноса.

При ремонтните дейности за периода приоритетно са извършени дейности по бързоизносващи съоръжения при производство на електро и топлоенергия – нагревни повърхнини и мелнични системи, както и очистващи съоръжения – електрофилтри и СОИ. При съоръженията за пренос и реализация на топлоенергия са подменени компрометирани участъци и са ремонтирани АС и топлоизолации по тях.

Анализът на направените **разходи по ремонт за 2025 г.** показва необходимост от увеличаване на средствата поради годишна наработка, период на експлоатация, инфлационни фактори и поддържане оптимално техническо състояние за сигурност на електро и топлопроизводство.

Разпределението на разходите по цехове и звена при обща стойност 1 082 хил. евро за извършените през годината ремонти е:

Ремонт на съоръженията по енергиен котел 1 и енергиен котел 2 – 408 хил. евро.

Ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване – 90 хил. евро, включващ: проверка и ремонт на лагери, клапанна кутия, клапани ВН, сервомотори, маятникова настройка, регулираща и маслена системи, проверка ротор електрогенератор.

Ремонт на съоръженията в горивоподаване – 22 хил. евро.

Ремонтите на електро и КИП и А съоръжения, в това число турбогенератор - 82 хил. евро.

Ремонт по съоръженията и сгради в ХВО – 42 хил. евро.

В направление пренос и разпределение на топлинна енергия е извършена ремонтна дейност за 342 хил. евро, включваща: ремонт на промишлени парни и водни магистрали, градски водни магистрали и отклонения, АС и помпи, възстановяване на хоризонтална планировка след аварии.

Ремонт на съоръжения за очистване на газове – 62 хил. евро.

Други ремонти – 34 хил. евро.

Инвестиционните проекти обхващат основно депо за НПО, модернизация на турбогенератор и изграждане на нова когенерационна мощност, като очакваме продължение и завършване на проекта през настоящата година

Анализът на инвестиционните разходи е доминиран от изпълнение на мероприятия по доставка и въвеждане в експлоатация на когенераторни установки. По този начин се изпълняват и задължения по опазване околната среда и декарбонизация.

Инвестиционните разходи на дружеството са 14 242 хил. евро, които са разпределение, както следва:

- инвестиции в цех КТЦ – 42 хил. евро, които включват дейности по ЕК1, ЕК2 и КВГМ;
- доставка на машини, инструменти и инвестиции в Ел. цех – 250 хил. евро;
- инвестиции в ХВО, автотранспорт и очистващи съоръжения – 76 хил. евро;
- проектиране, доставка и изграждане на нови битови топлофикационни отклонения и абонатни станции, както и рехабилитация на топлопреносната мрежа – 221 хил. евро;
- инвестиции в депо за промишлени отпадъци – 1 070 хил. евро;
- инвестиции в доставка и изграждане на когенератори – 11 459 хил. евро.

За предстоящия ценови период ремонтните дейности са свързани с изпълнение на оптимално необходимите задачи с приоритет, необходимост от подобряване техническото състояние на електрогенериращите съоръжения и поддържането им в изправност, както и на съоръженията за пренос на топлинна енергия, с цел гарантиране непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия. Планираните ремонтни дейности по видове и съоръжения са представени в приложената ремонтна програма.

За осигуряване на свободен обем на депото за сгуропепелни маси, за предстоящия регулаторен период, на база действаща обществена поръчка за изгребване и транспортиране са предвидени 408 хил. евро.

Съгласно Указания-НВ, в УПР не са включени разходи извършвани във връзка с приходи от присъединяване, услуги, разходи за придобиване на дълготрайни материални активи, и др.

В регулаторната база на активите са включени само тези активи, които са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Не са включени активи, които са свързани със социални разходи и др.

Стойността на оборотния капитал е определен съгласно т. 32.5 от Указания-НВ.

Променливите разходи включват: горива; електрическа енергия; вода за технологични нужди; такса за водоползване съгласно Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване; реагенти за обработка на водата; консумативи за инсталацията за очистване на димните газове от серен диоксид; акциз съгл. Закона за акцизите и данъчните складове; квоти за емисии парникови газове.

Разходи за горива - за осигуряване на производствените нужди, дружеството предвижда оптимално съотношение на горивния микс, при спазване на изисквания за икономичност, екологични и осигуряване резерви от горива.

За предстоящия регулаторен период, дружеството заявява, че ще ползва смес от наличните въглища от складовото стопанство шисти и каменни антрацитни и периодична доставка на ООЕГ и ВКОЕГ. Средната цена на въглищния микс при отчитане на доставните разходи, качествените и количествените показатели е показана в ценовия модел.

За изпълнение на екологичните изисквания и подобряване на производството в съответствие с тях, дружеството ще ползва непелетирано биогориво, което е с най-ниски пазарни цени, сравнени с останалите видове. За предстоящия ценови период договорната цена е в размер на 110 евро/тнг до склад на топлофикация.

Включените в производствената програма видове и количества горива са в съответствие с комплексното разрешително на дружеството, приложено към заявлението за утвърждаване на цени.

Изпълнявайки екологичните изисквания за допустими норми на отделяне на серен диоксид, през ценовия период 2026 г. – 2027 г. „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов“ ЕАД е посочило, че ще използва хидратна вар за газоочистващата инсталация в размер на 3 060 тона на обща стойност 385 хил. евро. Завишението спрямо отчетната 2025 г. е продиктувано единствено от технологичната необходимост за изпълнение на нормите за SO_2 до 360 мгр/м^3, планираното непрекъснато производство за целия регулаторен период и повишена мощност на енергиен котел 1 (ЕК1). Във връзка с повишеното количество варов разтвор е завишено количеството вода, съответстващо на режима на работа на газоочистващата инсталация.

Прогнозните количества вода за технологични нужди за захранване на парогенераторите, производство на пара, и за допълване на топлопреносната мрежа са

актуализирани в съответствие с промяната в производствената програма и повишената мощност на ЕК1, като за база е ползвана 2025 г.

Разходите за материали използвани при химична обработка на сурова вода, химикали и реагенти, като сярна киселина, натриева основа, железен трихлорид, сол и др. са актуализирани в съответствие с промяната в производствената програма и повишената мощност на ЕК1, като за база е ползвана 2025 г.

Вследствие новоприсъединени сгради и абонатни станции за битови клиенти е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Дружеството очаква и през следващия ценови период увеличение на този разход от присъединените клиенти през предходната година и предстоящия период.

За предстоящия регулаторен период дружеството може да разполага с до 6 524 тона безплатни емисии, поради което предвижда да закупи разликата между емитираното количество и посочените 6 524 тона. Посочва се, че необходимото количество е изчислено съгласно указанията за предвидените по производствена програма горива, чрез формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, и постигнати показатели през отчетната 2025 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2026 г. – 2027 г. е представен в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуването им е изчислен при цена 75 евро на тон.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
30 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. Прогнозни емисии CO_2 – 171 548,23 t, заявени от дружеството .

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 75 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t **X** 171 548,23 t = 12 866 хил. евро.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 240 t мазут, 111 000 t въглища, 516,84 t RDF и 64 272,15 t биомаса, съгласно заявеното от дружеството.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	94 905
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	70,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цll	евро/тон	75,05
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. евро	-479,27

Не са извършвани корекции на предложените от „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД ценообразуващи елементи за следващия ценови период.

В съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	294,11
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	171,97
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	52,76
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	30,40

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 58 606 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 56 547 хил. евро, от които условно-постоянни – 15 099 хил. евро и променливи – 41 448 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 20 204 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 10,19%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 167 360 MWh:
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 97 418 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 155 381 MWh.

13. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

Във връзка с необходимостта от извършването на регулаторен преглед, съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 41 от НРЦЕЕ и чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо с изх. № Е-14-24-4 от 15.04.2026 г. на КЕВР, на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са дадени подробни указания да представи отчетна информация за 2025 г. и прогнозна информация за новия ценови период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. ведно с необходимите документи. В отговор на писмото от 15.04.2026 г., „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-24-5 от 16.04.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, с което е предложило за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода в размер на 43,46 евро/MWh, без ДДС.

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е представило следната обосновка:

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за прогнозния период е разработена на база отчетни данни за 2025 г.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове 5 и 6 чрез т. н. коефициент на редукция, който определя дела на разходите, които участват в ценообразуването на произведената топлинна енергия. Към разходите за производство се прибавят и разходите по преноса на цех Топлоснабдяване (ТС). Разходите за пренос включват административни разходи, разпределени

пропорционално на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлоенергия.

Разходите за производство на топлинна енергия са в размер на 218 хил. евро и съставляват около 5% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

Разходите за пренос по същество представляват разходите на цех „Топлоснабдяване“. Прогнозата е на стойност 3 872 хил. евро, като е запазено равнището на отчетените разходи за 2025 г., с изключение на ремонтните разходи. Завишението с 38 хил. евро на ремонтните разходи е в следствие на различен обем на ремонтните дейности предвидени за изпълнение през новия регулаторен период.

Дружеството е посочило, че в съответствие с чл. 37 от ЗЕ, спазвайки ЗСч, Международните стандарти за финансово отчитане, Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ЕССО, в дружеството е организирана отделна отчетност. Всички разходи за производство на топлоенергия се отнасят в счетоводна сметка 611/21 – „Разходи за производство на топлоенергия“, а разходите за пренос чрез счетоводна сметка 611/2 – „Разходи за пренос на топлоенергия“ и включват натрупаните разходи на цех ТС, ангажирани с тази дейност.

Преките счетоводни разходи за производство и пренос на топлинна енергия, отчетени за 2025 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 315 хил. евро, като корекции са нанесени в следните позиции:

- Разходи за заплати и възнаграждения са намалени съгласно т. 19 от Указания-НВ, с 315 хил. евро, както следва:
- Разходи по чл. 204 от ЗКПО – 133 хил. евро;
- Разходи по чл. 216 ЗКПО – 13 хил. евро;
- Отпуски от минали години – 169 хил. евро.

На основание чл. 21 от НРЦТЕ от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от присъединяване на клиенти към мрежата и от услуги по директно възлагане от клиенти на стойност 16 хил. евро.

Разпределени разходи - в отчетените за 2025 г. разходи за пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 133 хил. евро, както следва:

Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2025 г., персоналът, зает в цех ТС за първо полугодие, е 69 души и коефициентът на разпределение е 0,0267 (разчетен на база численост на персонала 2 587 бр.) и за второ полугодие е 73 души – с коефициент 0,0277 (разчетен на база численост на персонала 2 640 бр.).

Разпределените социални разходи за „Топлоснабдяване“ за 2025 г. са на стойност 749 хил. евро.

В перо „Други разходи“, освен преките разходи, се отнасят още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий. Общо производствените разходи се разпределят на база на коефициент, формиран от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи за всички обекти.

Коефициентите се определят на шестмесечие и за 2025 г. са:

- от януари до юни – обща балансова стойност на активите на обектите е 997 767 хил. евро, на ТС – 5 688 хил. евро. Общо производствените разходи през разглеждания период са на стойност – 32 212 хил. евро и коефициент на разпределение 0,0057. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 184 хил. евро.

- от юли до декември – обща балансова стойност на активите на обектите е 991 067 хил. евро, на ТС – 5 383 хил. евро и коефициент на разпределение 0,0054. Общо

производствените разходи за периода са на стойност 37 163 хил. евро. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 202 хил. евро.

Административните разходи се разпределят между електрическата и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия и за 2025 г. са в размер на 235 хил. евро. Дружеството е посочило, че за целите на ценообразуването спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени със 125 хил. евро, които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са на стойност 4 090 хил. евро. Възвръщаемостта на капитала е в размер на 36 хил. евро.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 4 125 хил. евро.

Регулаторната база на активите към 31.12.2025 г. е в размер на 6 349 хил. евро и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2025 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 6 656 хил. евро, намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 663 хил. евро и увеличена с необходимия оборотен капитал 355 хил. евро. За целите на ценообразуването оборотният капитал е разчетен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации, в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ.

Нормата на възвръщаемост е изчислена в размер на 0,56%, съгласно Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 0,5% и е равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период. Дял на привлечения капитал − 0%. Към 31.12.2025 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД няма дългосрочни задължения по сключени договори за заем. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

В справка № 4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия за новия регулаторен период. Прогнозното производство възлиза на 185 417 MWh, а размерът на собствените нужди – 67 476 MWh (36,4% от производството). С оглед съществото влияние върху отчетните и прогнозни данни, което оказват климатичните фактори, резултантните данни за потребление и съответно производство може да се отклоняват значително от плана, налице и през настоящия регулаторен период. След поредицата топли зими, последните две бяха студени, с по-ниски температури в сравнение с предходните сезони – през месец ноември 2024 г., месец февруари 2025 г., месец януари 2026 г. Прогнозният ръст в производството спрямо отчета за базовата 2025 г. е вследствие очаквано нарастване на броя и потреблението на битови и небитови клиенти в града и на площадката, с отчитане на намаляването на %-та технологични загуби от пренос поради извършено обновяване на изолационната обвивка на трасето. С оглед ниските температури през изминалата зима, прогнозите и за следващия есенно-зимен период са за ниски температури.

Дружеството посочва, че на територията на общината се строят множество жилищни блокове и комплекси, чието подвързване предстои. На площадката на централата се планира въвеждане в експлоатация на офис на територията на централата (сграда „Заводски строежи“), където тече ремонт, присъединяване на стопански обекти на площадката, основно на ДП РАО – подвързване на Хранилище за нерадиоактивни отпадъци (площадка „Радиана“), нови стопански потребители – обекти на други юридически лица. Очаква се по-дълъг отоплителен сезон, наблюдаващ се през последните години вследствие на студената пролет. Предвид отпадането на

регулираната цена на електроенергията, доставяна от АЕЦ Козлодуй ЕАД за населението, и покачващата се цена за битовия потребител, се предполага увеличаване на потреблението на парно отопление и топла вода за присъединените крайни клиенти.

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2025 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период. Сумарното прогнозно количество реализирана топлоенергия в периода юли 2026 – юни 2027 г. се базира на прогноза за ръст в потреблението спрямо отчета за базовата 2025 г., с отчитане на данните за десетгодишен период назад, като се предвижда ръст в броя и потреблението на битови и небитови клиенти в града, предвид гореизложените съображения.

В Справка № 8 е представена информация за топлинна мощност, работни часове и произведена топлинна енергия от бойлерните установки на 5 и 6 ЕБ.

С писмо с вх. № Е-14-24-4 от 23.04.2026 г., „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е представило в КЕВР допълнителна информация и документи към заявление с вх. № Е-14-24-5 от 16.04.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, а именно: копие на публикация с предложената за утвърждаване цена на топлинна енергия и отчетна информация за 2025 г. в съответствие с одобрени от КЕВР справки за целите на регулаторното счетоводство.

Образуване на цената:

Предвид анализа на ценообразуващите елементи в заявлението за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД следва да се утвърди цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, образувана при прилагане на индивидуалната методика, съгласно чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ.

Не са извършвани корекции на предложените от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД ценообразуващи елементи за следващия ценови период.

Въз основа на гореизложеното е определена следната цена на енергия:

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	**евро/MWh, без ДДС**
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	43,46

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи 4 125 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 4 090 хил. евро, от които условно-постоянни – 4 035 хил. евро и променливи –55 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 6 349 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 0,56%;
- Количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода 91 060 MWh.

14. „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-68-2 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация.

„Когрийн“ ООД е предложило за утвърждаване от Комисията, считано от 01.07.2026 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 177,76 евро/MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 61,58 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Когрийн“ ООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	139,01	177,76	+27,88
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	34,66	61,58	+77,67

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природния газ – 576,43 евро/knm^3, (без акциз и ДДС).

С писмо с изх. № Е-14-68-2 от 09.04.2026 г. от дружеството е изискана допълнителна информация: отчетна информация за периода 01.01.2025 г. – 31.12.2025 г.; отчетна информация за ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.; прогнозна информация за ценовия период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.; отчетна информация: Приложение № 2, Приложение № 3, Приложение № 4 и Приложение № 6 и заверени копия на всички сключени договори за доставка на природен газ за периода 2025 г. – 2026 г.

С писма с вх. № Е-14-68-2 от 27.04.2026 г. и от 21.05.2026 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата информация.

„Когрийн“ ООД е представило следната обосновка:

Производствената програма на когенерационната инсталация е подчинена на програмата на оранжерийните предприятия на площадката. „Когрийн“ ООД планира през новия ценови период:

- Производство на електрическа енергия – 32 839 MWh;
- Електрическа енергия за собствени нужди – 2 157 MWh;
- Електрическа енергия за продажба – 30 274 MWh;
- Отпусната топлинна енергия – 33 274 MWh;
- Топлинна енергия за продажба – 33 274 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма – през 2026 г. дружеството не предвижда значителни инвестиционни разходи. В ремонтната програма се планира текущо поддържане и основен ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика, в зависимост от натрупаните работни часове на инсталацията. Дружеството е посочило, че основните ремонтни операции ще се извършват от специализирана фирма на доставчика на основното оборудване, при спазване на изискванията за извършване на абонаментно поддържане.

Условно-постоянни разходи – дружеството е посочило в представената обяснителна записка, че балансовата стойност на дълготрайните материални активи

към 31.12.2025 г. е 3 425 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. Дружеството е посочило, че прилага линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма за 15 години.

Размерът на оборотния капитал е посочено, че е изчислен в съответствие на Указания-НВ.

Разходите за материали отразяват стойността на очакваните разходи за материали, като масло за доливане и смяна, етилен гликол, леватит и др. химикали за омекотителната инсталация и др.

Разходите за външни услуги включват: задължителните застраховки на оборудване и работна сила, абонаментно поддържане на прибори и инсталации, разходи за охрана и други услуги.

Разходите за ремонт се формират основно от договора за сервизно и текущо поддържане на агрегатите от специализирана фирма за ремонт на когенератори от този тип.

Разходите за заплати и осигуровки съответстват на одобрения щат на дружеството.

В „Други разходи“ са отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

Променливи разходи – над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво дружеството е оценило при цена на природния газ съгласно фючърсите на EEX за TTF за периода юли 2026 г. – юни 2027 г. – 54,69 евро/MWh или 1 127 лв./1000 m^3, като са отчетени: разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

Възвръщаемост на капитала – нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 7,51%, съгласно кредитните договори.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
6,66 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

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

Разходните позиции, добавени от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзет/Недовзет приход от природен газ“, „Отписани вземания“ и „Фонд СЕС“, формиращи условно-постоянните разходи, не се признават като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по

данни, предоставени от дружеството.

- Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;
- Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,44 евро/MWh;
- Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната

мрежа: 0,33 + 2,21 = 2,55 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 42,98 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Когрийн“ ООД за следващия ценови период са следните:

„Когрийн“ ООД			
1. Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Надвзет/недовзет приход от природен газ, хил. евро	651	0	-100%
Отписани вземания, хил. евро	2 050,65	0	-100%
Фонд СЕС, хил. евро	533	0	-100%
2. Справка № 2 – „РБА“			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил.лв.	13 045	11 219	-14,00%

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Когрийн“ ООД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	163,47
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	41,33
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	49,85

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 6 726 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 5 882 хил. евро, от които условно-постоянни – 1 329 хил. евро и променливи – 4 553 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 11 219 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 7,52%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 30 682 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh.

15. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2026 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

„Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2026 г. преференциална цена на електрическа енергия – 312,77 евро/MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ цена на електрическата енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	190,80	312,77	+63,93

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 823,15 евро./knm^3, в т. ч.: - цена на природния газ – 791,25 евро/knm^3, цена за пренос – 2,328 евро/knm^3, цена за капацитет – 29,48 евро/knm^3, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на **ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“** е представило следната **обосновка**:

1. **Производствена програма** – работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжериен комплекс „200 дка“. Производствената програма е както следва: прогнозни количества електрическа енергия -бруто (21 091 MWh), електрическа енергия за собствено потребление (1 050 MWh) и нетна електрическа енергия (20 041 MWh).

2. **Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2025 г., в размер на 3 484 хил. евро, чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2025 г.

3. **Амортизационна програма** – при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „200 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

4. **Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 мото-часа на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката са включени: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 часа и 6 000 часа, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 часа, мониторинг на първите 2 000 часа, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не се включват: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. **Променливите разходи** са както следва: цена на природния газ – 823,15 евро/knm^3, разходи за консумативи – 50 хил. евро, разход за електрическа енергия – 30 хил. евро, разходи за акциз на природен газ – 121 хил. евро и разходи за външни услуги – 30 хил. евро.

6. **Условно-постоянните разходи** са планирани при работа на двата когенератора и са следните: разходи за амортизации (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с АН = 4%) – 401 хил. евро, разходи за ремонт – 510 хил. евро, разходи за заплати (при средно-списъчен брой на персонала – 14 души) – 330 хил. евро, разходи за социални осигуровки – 78 хил. евро, разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 1206 хил. евро, разходи за природен газ – 4 437 хил. евро и разходи за акциз – 121 хил. евро.

7. **Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на т. 34.1 от раздел III, глава втора на Указания-НВ, съгласно която дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство. При собствен капитал в размер на 1,655 хил. евро и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, както и привлечен капитал в размер на 943 хил. евро при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 4,45%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,57%.

Структурата за финансиране на ко-генерационната инсталация на Оранжерии Гимел АД – ТЕЦ Оранжерия 200 дка, е както следва:

- I-ви етап от ТЕЦ „200 дка“: договор за инвестиционен кредит № 386/09.05.2014 г. на обща стойност 5 500 хил. евро, от които 2 025,00 хил. евро рефинансиране на инвестиционни плащания по ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“;

- II-ри етап от ТЕЦ „200 дка“: Изпълнен съгласно Договорно споразумение 002 за инженеринг, реализация и строителство „до ключ“ (EPC) съгласно Общите условия на „Сребърната книга“ – Първо издание 1999 г. ISBN 2-88432-021-0, Фидик от 16.01.2012 г.; Анекс № 1/15.03.2012г.; Анекс № 2/07.05.2012г.; Споразумение от 11.12.2012г.; Анекс № 3/25.04.2013 г. и Споразумение от 25.10.2013 г. от „Бавариан Енерджи“ АД, като сумата по договора е разсрочена на 60 равни месечни.

Дружеството притежава централа за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ТЕЦ 200 дка) с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.

<u>Образуване на цената</u>:

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

- Разходната позиция № 3, с наименование „Разходи за заплати и възнаграждения“, част от условно-постоянните разходи, е коригирана от 330 хил. евро на 281 хил. евро на база отчетни данни за 2025 г.;

- Разходната позиция под № 4.1, с наименование „Осигурителни вноски“, част от условно-постоянните разходи, е коригирана от 78 хил. евро на 65 хил. евро на база отчетни данни за 2025 г.;

- Разходната позиция под № 5.25, добавена от дружеството с наименование „Други разходи“ в размер на 220 хил. евро, част от условно-постоянните разходи, не се признава като ценообразуващ елемент;

2. В **справка № 2** „Регулаторна база на активите“:

- Оборотният капитал към 31.12.2025 г. е коригиран от 562,4 хил. евро на 561 хил. евро, като той е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В **справка № 4** „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

- Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;
- Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,23 евро/MWh;
- Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната
мрежа – 0,22 + 2,79 = 3,02 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 42,24 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“			
Справка № 1 – „Разходи за производство“:	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
- Разходи за заплати и възнаграждения, хил. евро	330	281	-14,85%
- Осигурителни вноски, хил. евро	78	65	-16,67%
- Други разходи, хил. евро	220	0	-100%
Справка № 2 – „РБА“:			
- Оборотен капитал – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. евро	562,4	561	-0,25%
Справка № 4 – „Технико-икономически показатели в производството“:			
- Прогнозна цена на природния газ, евро/knm^3	823,15	445,63	-45,86%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	206,35
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	84,21

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 5 115 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 4 886 хил. евро, от които условно-постоянни – 2 243 хил. евро и променливи – 2 643 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 3 482 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 6,57%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 041 MWh.

16. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2026 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

„Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2026 г. преференциална цена на електрическа енергия – 324,94 евро/MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	199,34	324,94	+63,01

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 828,65 евро/knm^3, в т. ч.: цена за пренос – 6,97 евро/knm^3, цена за капацитет – 30,43 евро/knm^3, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/nm^3.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на **ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“** е представило следната **обосновка**:

Производствена програма: Производствената програма на ко-генерационна ТЕЦ 500 дка с два газобутални двигателя Jenbacher JMS 620 GS - NL и Jenbacher JMS 320 GS-NL /КГ1 - етап I и КГ2 - етап II/ е разработена при следните изходни параметри:

- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 – 3,044 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 – 3,035 MW;
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ2 – 0,900 MW;
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ2 – 0,972 MW;
- натовареността на двата двигателя в централата през новия ценови период е прогнозирана на база предвижданата производствена програма на дружеството и климатичните условия в района.

Регулаторна база на активите – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2025 г., в

размер на 1 212 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2025 г.

Амортизационна програма – при изчисляване на годишните разходи за амортизация дружеството е приело среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на регулаторната база на активите за стойност на активите е взета отчетната стойност на активите на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ 500 дка, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

Ремонтна програма – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя, съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 от 0 до 59 999 моточаса на двигателя.

В цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа; текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд; разходи за пътуване; разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 часа; оригинални глави на цилиндъра и свещи; междинен ремонт на 30 000 часа; мониторинг на първите 2 000 часа; наблюдение от разстояние; обучение на персонала.

В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото; поддръжка и смяна на свещи; др. консумативи; провеждане на инспекции.

Променливи разходи – променливите разходи за работа на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ през новия ценови период, са изчислени при прогнозна обща цена за 1000 knm^3 природен газ 828,65 евро/knm^3 (без ДДС), в т.ч.: цена на природен газ в размер на 791,25 лв./knm^3 (без ДДС); цена за пренос в размер на 6,97 евро/knm^3 (без ДЦС) и цена за капацитет в размер на 30,43 евро/knm^3 (без ДДС).

Спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия, изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както и ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети.

Също така, заявките за капацитет на консумацията на ко-генерационната инсталация не могат да бъдат отделени от заявките за капацитет на допълващите мощности - котлите. Поради това цената на природния газ на дружеството е обща и зависи от дневните прогнози за времето и необходимите количества газ.

Предвидените разходи са следните: разход за консумативи в размер на 25 хил. евро; разход за вода в размер на 4 хил. евро; разход за електроенергия в размер на 20 хил. евро; разходи за външни услуги в размер на 20 хил. евро и разходи за акциз на природен газ в размер на 88 хил. евро.

Условно-постоянни разходи – през следващия ценови период от дейността на когенерационната инсталация са заложени следните прогнозни условно - постоянни разходи при работа на ко-генератора: разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) 292 хил. евро; разходи за ремонт в размер на 748 хил. евро; разходи за заплати в размер на 320 хил. евро; разходи за социални осигуровки в размер на 95 хил. евро; разходи, пряко свързани с регулираната дейност в размер на 583 хил. евро и разходи за природен газ в размер на 3 238 хил. евро.

Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При определяне на капиталовата структура дружеството се позовава на т. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала“, глава втора от Указания-НВ, според която дружества, с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

Дружеството е посочило, че при така зададените изходни параметри, съгласно Справка № 3 нормата на възвръщаемост към 31.12.2025 г. е в размер на 6,80%.

Дружеството притежава централа за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ТЕЦ „500 дка“) с обща инсталирана електрическа мощност 3,944 MW.

<u>Образуване на цената</u>:

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

- Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия са коригирани от 650 хил. евро на 613 хил. евро и разходите за ремонт, отнесени към топлинната енергия са коригирани от 98 хил. евро на 92 хил. евро, на база отчетни данни, и съответно общите разходи за ремонт (разходна позиция под № 2), част от условно-постоянните разходи, е коригирана от 748 хил. евро на 705 хил. евро на база отчетни данни за 2025 г.;

- Разходната позиция под № 3, с наименование „Разходи за заплати и възнаграждения“, част от условно-постоянните разходи, е коригирана от 320 хил. евро на 300 хил. евро на база отчетни данни за 2025 г.;

- Разходната позиция под № 4.1, с наименование „Осигурителни вноски“, част от условно-постоянните разходи, е коригирана от 95 хил. евро на 75 хил. евро на база отчетни данни за 2025 г.;

- Разходната позиция под № 5.8, с наименование „Абонаментно поддържане“, част от условно-постоянните разходи, е коригирана от 90 хил. евро на 65 хил. евро на база отчетни данни за 2025 г.;

- Разходната позиция под № 5.25, добавена от дружеството с наименование „Други разходи, свързани с дейността“ е коригирана от 110 хил. евро на 90 хил. евро на база отчетни данни за 2025 г.;

2. В **справка № 2** „Регулаторна база на активите“:

- Оборотният капитал към 31.12.2025 г. е коригиран от 435 хил. евро на 451 хил. евро, като той е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В **справка № 4** „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

- Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

- Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 38,90 евро/MWh;

- Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната
мрежа – 0,66 + 2,88 = 3,55 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 42,44 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“			
Справка № 1 – „Разходи за производство“:	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
- Разходи за ремонт, хил. евро	748	705	-5,75%
- Разходи за заплати и възнаграждения, хил. евро	320	300	-6,25%
- Осигурителни вноски, хил. евро	95	75	-21,05%
- Абонаментно поддържане, хил. евро	90	65	-27,78%
- Други разходи, свързани с дейността, хил. евро	110	90	-18,18%
Справка № 2 – „РБА“:			
- Оборотен капитал – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. евро	435	451	+3,68%
Справка № 4 – „Технико-икономически показатели в производството“:			
- Прогнозна цена на природния газ, евро/knm^3	828,65	447,77	-45,96%

След извършените по-горе корекции са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	216,79
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	94,65

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 3 983 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 3 899 хил. евро, от които условно-постоянни – 1 910 хил. евро и променливи – 1 989 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 1 228 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 6,80%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 072 MWh.

17. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2026 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2026 г. преференциална цена на електрическа енергия – 402,05 евро/MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 820,20 евро/knm^3, в т. ч.:

- цена на природния газ – 791,25 евро/knm^3;
- цена за пренос – 5,73 евро/knm^3;
- цена за капацитет – 23,52 евро/knm^3.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД цена на електрическата енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	247,66	402,05	+62,34

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 820,20 евро/knm^3 (без ДДС и акциз).

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

Производствената програма е разработена при параметрите на инсталацията с инсталирана електрическа мощност 3,044 MW и топлинна мощност 3,035 MW и нормално средногодишно натоварване на когенератора – 85%.

Представена е производствена програма за новия регулаторен период с прогнозни количества електрическа енергия - бруто (6 980 MWh), електрическа енергия-собствени нужди (351 MWh) и нетна електрическа енергия (6 629 MWh).

Инвестиционна програма – отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите, е в размер на 6 704 хил. лв. /3 428 хил. евро/, в т. ч.: 122,19 хил. евро – сгради; 259,22 хил. евро – представляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийния комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др.; 3 046,27 хил. евро, съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на дружеството.

Включените към дълготрайните материални активи на ко-генерационната инсталация части от съществуващи газопроводи счетоводно са напълно амортизирани през м. април 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

Ремонтна програма – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя и съгласно условията на договор за поддръжка – превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 GS N.L. от 0 до 59 999 моточаса на двигателя, а именно: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа; текуща поддръжка (извън

гаранцията), в т.ч.: разходи за труд и разходи за пътуване; разходи за материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 и 6 000 часа; оригинални глави на цилиндъра и свещи; междинен ремонт на 30 000 часа; мониторинг на първите 2 000 часа; наблюдение от разстояние; обучение на персонала.

В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото; поддръжка и смяна на свещи; др. консумативи и провеждане на инспекции.

Променливи разходи за работа на ко-генерационната инсталация са изчислени при следните изходни параметри: начална дата на работа на когенератора – 01/07/2026 – цена за 1000 knm^3 природен газ – 820,20 евро/knm^3.

Променливите разходи за първата прогнозна година, са както следва:

- разход на природен газ – 1 541 хил. евро;
- разход за закупена енергия – 15 хил. евро;
- разход за консумативи – 15 хил. евро;
- разход за външни услуги – 35 хил. евро;
- разходи за акциз на природен газ – 42 хил. евро.

Условно-постоянни разходи – разходи за амортизация – 211 хил. евро; разходи за ремонт – 395 хил. евро; разходи за заплати – 510 хил. евро; разходи за социални осигуровки – 80 хил. евро и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 509 хил. евро.

Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при определяне на капиталовата структура дружеството е приложило т. 34.1. от Указания-НВ. Посочва се, че през м. май 2014 г. дружеството е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към „Първа инвестиционна банка“ АД /„МКБ Юнионбанк“ АД/ от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършените до момента самоучастия по проекта под формата на инвестиционен кредит. На 27.09.2018 г. е подписан последният Анекс № 14. В резултат структурата за финансиране на ко-генерационната инсталация на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД - ТЕЦ „Оранжерия Левски“ е както следва: договор за инвестиционен кредит № 387/09.05.2014 г. на обща стойност 6 649,822 хил. лв., от които 6 138 хил. лв. рефинансиране на инвестиционни плащания по ТЕЦ „Оранжерия Левски“ и собствен капитал в проекта – 2 млн. лева.

При така зададените изходни параметри, съгласно приложена справка **нормата на възвръщаемост е 5,61%** към 31.12.2024 г. и **5,85%** към 31.12.2025 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
3,044 MW.

<u>Образуване на цената</u>:

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

- Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия са преразпределени от
350 хил. евро на 250 хил. евро и съответно разходите за ремонт, отнесени към топлинната енергия са преразпределени от 45 хил. евро на 145 хил. евро, или общите разходи за ремонт (разходна позиция под № 2), част от условно-постоянните разходи, са в размер на 395 хил. евро, колкото са заявени от дружеството;

- Разходната позиция под № 3, с наименование „Разходи за заплати и възнаграждения“, част от условно-постоянните разходи, е коригирана от 510 хил. евро на 435 хил. евро база отчетни данни за 2025 г.;

- Разходната позиция под № 4.1, с наименование „Осигурителни вноски“, част от условно-постоянните разходи, е коригирана от 80 хил. евро на 41 хил. евро на база отчетни данни за 2025 г.;

- Разходната позиция под № 5.23, добавена от дружеството с наименование „Такси и лихви“, част от условно-постоянните разходи, в размер на 160 хил. евро, не се признава като ценообразуващ елемент;

- Разходната позиция под № 5.24, добавена от дружеството с наименование „Други външни услуги“ в размер на 150 хил. евро, не се признава като ценообразуващ елемент;

2. В **справка № 2** „Регулаторна база на активите“:

- Оборотният капитал към 31.12.2025 г. е коригиран от 268 хил. евро на 252 хил. евро, като той е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В **справка № 4** „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

- Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

- Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,06 евро/MWh;

- Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната
мрежа – 0,51 + 2,23 = 2,74 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природния газ – 42,80 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД			
Справка № 1 – „Разходи за производство“:	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
- Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, хил. евро	350	250	-28,57%
- разходите за ремонт, отнесени към топлинната енергия, хил. евро	45	145	+222,22%
- Разходи за заплати и възнаграждения, хил. евро	510	435	-14,70%
- Осигурителни вноски, хил. евро	80	41	-48,75%
- Такси и лихви, хил. евро	160	0	-100%
- Други външни услуги, хил. евро	150	0	-100%

Справка № 2 – „РБА“:			
- Оборотен капитал – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. евро	268	252	-5,97%
Справка № 4 – „Технико-икономически показатели в производството“:			
- Прогнозна цена на природния газ, евро/knm^3	820,20	447,38	-45,45%

След извършените по-горе корекции са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	252,12
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	129,98

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 2 297 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 2 229 хил. евро, от които условно-постоянни – 1 281 хил. евро и променливи – 948 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 1 153 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 5,85%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 629 MWh.

18. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-76-1 от 01.04.2026 г. за твърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 295,34 евро/MWh без ДДС. В тази връзка в таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Инертстрой-Калето“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	244,47	295,34	+20,81

„Инертстрой-Калето“ АД е представило следната обосновка:

По отношение на разходите за компресиран природен газ, дружеството е заявило, че при средна цена на MWh за следващия ценови период от 62,00 евро/MWh, 1000 m^3 биха стрували с таксите за пренос и капацитет, като и акциз, около 665,00 евро, без ДДС. Надценката, която заплаща дружеството за компресиране и доставка на природен газ до Ко-генератора е 115,04 евро/м^3. В тази връзка дружеството е посочило,

че общо цената на природния газ ще бъде 780,00 евро/м^3, без ДДС. За производството на 1 MWh електрическа енергия са нужни 250 м^3, т.е. цената на природния газ, която участва във формирането на себестойността на електрическата енергия е 195,00 евро/MWh. За да може дружеството да отоплява оранжерията е нужно да произведе – 19 000 – 19 500 MWh електрическа енергия за ценовия период.

В тази връзка, дружеството е посочило, че горепосочената прогнозна средна цена на природен газ е формирана с оглед на това, че най-голямата консумация е в периода Q4 за 2026 г. и Q1 за 2027 г., тъй като тогава цените на природния газ са високи.

В допълнение, „Инертстрой-Калето“ АД е обърнало внимание, че по отношение на използването на компресиран газ, с решение на КЕВР от 2015 г. на дружеството е разрешено да работи с компресиран газ.

Според дружеството останалите ценообразуващи елементи заложени в заявлението, като: разходи за ремонт в размер на 298 хил. евро, разходи за заплати в размер на 525 хил. евро, разходи за осигуровки в размер на 59 хил. евро и всички разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ в размер на 1 063 хил. евро, са съобразени с индексациите в цените на материалите и услугите, които ползва дружеството от външни фирми.

Дружеството е заявило, че оранжерията не може да изплаща цената на топлинната енергия, която се изчислява по ценови модел, тъй като ако направи такова плащане ще фалира. Също така отбелязва, че ценовият модел е създаден да работят ефективно ТЕЦ-овете, а за оранжериите е неприложимо. Дружеството е приложило ценови модел, в който е отчетен недовзетият приход от продажба на топлинна енергия. Предвидените приходи от топлинна енергия, които дружеството не може да получи ги е заложило, като недовзет приход от продажба на топлинна енергия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
3,358 MW.

<u>Образуване на цената</u>:

1. В **справка № 1** „Разходи за производство“ разходната позиция под № 5.24 с наименование „Недовзет приход от продажби на топлинна енергия“ в размер на 1 496 хил. евро не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В **справка № 4** „ТИП в производството“ прогнозната цена на природния газ за новия регулаторен период е приета като е съобразена с аналогични стойности на доставките на друго дружество от региона на централата, в съответствие със спецификата на доставките и транспортирането на природния газ. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството.

Крайна цена на природния газ – 52,80 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:

„Инертстрой-Калето“ АД			
	Предложение	**След корекция**	**Изменение**
Справка № 1 – „Разходи“			
- Недовзет приход от продажби на	1 496	0	-100%

топлинна енергия, хил. евро			
Справка № 4 – „ТИП в производството“			
- Прогнозна цена на природния газ, евро/knm^3	780,0	568,15	-27,16%

След извършените по-горе корекции са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Инертстрой-Калето“ АД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	213,53
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	91,39

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 6 861 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 6 387 хил. евро, от които условно-постоянни – 2 208 хил. евро и променливи – 4 179 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 2 857 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 13,33%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 700 MWh.

19. ЧЗП „Румяна Величкова“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-59-1 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2026 г. следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 271,86 евро/MWh без ДДС;

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 73,24 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от ЧЗП „Румяна Величкова“ цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	129,32	271,86	+110,23
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	103,18	73,24	-29,02

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 592,11 евро/knm^3, при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-59-1 от 08.04.2026 г. от дружеството е изискана допълнителна информация и документи: справка, съдържаща информация за предходните три години, съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; заверени копия на всички актуални договори за доставка на природен газ за новия ценови период, с всички приложения към тях; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-59-1 от 17.04.2026 г. дружеството е представило информация и документи: отчетната информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4) за 2023 г., за 2024 г. и 2025 г.; подписан Договор за доставка на природен газ за битови нужди от 09.04.2026 г., сключен с „Газ Трейдинг 2002“ ЕООД, както и фактури за закупени количества природен газ.

ЧЗП „Румяна Величкова“ е представило следната обосновка:

Производствената програма: дружеството е посочило, че отчетът за планираните и изпълнени технико-икономически показатели за 2025 г. и за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е представен в Приложение № 3. Производствената програма на когенератора е подчинена на програмата на оранжерията. През 2025 г., както и през предходната година, оранжерията е работила по схемата на януарско засаждане, с рекултивация, през летните месеци. Поради различни производствени и пазарни причини рекултивация през летните месеци е извършена частично, но оранжерията е отоплявана и комбинираната мощност е работила. През 2025 г. когенераторът е работил 5 866 часа, като е произведена 6 269 MWh, от които нетна електрическа енергия 5 808 MWh и е опусната 5 930 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия, съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

Разходи за труд: дружеството е посочило, че се стреми да разходва минимално количество труд за експлоатацията на когенерационната си мощност, но през новия ценови период стойността на положения труд ще се увеличи.

Други разходи: включват обичайните разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, главно двигателно масло за доливане, смяна на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, електро енергия, химикали и външни услуги.

Променливите разходи: повечето от които покриват разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

През 2025 г. дружеството използва 100% от произведената от комбинирания модул топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
2,004 MW.

<u>Образуване на цената</u>:

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

1.1. Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 155 хил. евро на 130 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

1.2. Осигурителните вноски и социалните разходи са коригирани от 32 хил. евро на 23 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. Справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е изчислена съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ и т. 3 от общия подход, Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

4. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

- Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;
- Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,24 евро/MWh;
- Пренос – 2,80 евро/MWh;
- Достъп – 2,14 евро/MWh.

Крайна цена на природен газ – 45,19 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:

ЧЗП „Румяна Величкова“			
1. Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Разходи за заплати и възнаграждения	155	130	-16,13%
Осигурителни вноски и социални разходи	32	23	-28,13%
2. Справка № 2 – „РБА“			
Оборотен капитал, хил. евро	882	170	-80,73%
3. Справка № 3 – „Норма на възвръщаемост“			
Норма на възвръщаемост на собствения капитал, %	20,00	7,00	-65,00%
4. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Прогнозна цена на природния газ, евро/knm^3	592,11	486,32	-17,87%

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

ЧЗП „Румяна Величкова“	евро/MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	200,84
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	78,70
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	67,77

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 1 574 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 1 498 хил. евро, от които условно-постоянни – 672 хил. евро и променливи – 826 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 895 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 8,40% ;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство 6 000 MWh.

20. „БРИКЕЛ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-31-3 от 27.03.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 315,56 евро/MWh без ДДС;

2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 58,78 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Брикел“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	308,99	315,56	+2,12
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	49,87	58,78	+17,87

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на въглищата – 134,64 евро/t с долна работна калоричност 2 255 kcal/kg;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 46,16 евро/t с калоричност 3 568 kcal/kg.
- цена на мазут – 593,32 евро/t с калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-31-3 от 08.04.2026 г. от дружеството е изискана допълнителна информация относно: одитиран годишен финансов отчет за 2025 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; разходо-оправдателни документи за закупените от дружеството количества CO_2 квоти за последния ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-31-3 от 17.04.2025 г. дружеството е предоставило: предварителен финансов отчет на „Брикел“ АД за 2025 г. и фактура № 1000000492 от 16.09.2025 г. за закупени количества квоти за емисии парникови газове.

„Брикел“ АД е представило следната обосновка:

Инсталираната електрическа мощност на централата е 200 MW, която е посочена в справка № 7 и същата е съгласно лицензия № Л-096-03 от 14.03.2001 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“.

Производствена програма: през новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производствената програма за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия – отпуснатата от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 11,05% повече от отчетената през базисната година и е в размер на 1 224 807 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода – предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото през базисния период. Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 3 384 MWh или 25,36%. Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода са по-високите денградуси и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Топлинна енергия с водна пара: единственият клиент на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

Производство на електрическа енергия: цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г. е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, при ΔF>=10%. Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 384 530 MWh, а за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. се планира да бъдат произведени 441 600 MWh.

Продадена електрическа енергия: през 2025 г. дружеството отчита нетно производство на електрическа енергия 223 663,538 MWh. За периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. планираното количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100 ал. 6 от ЗЕ е в размер на 260 000 MWh. Дружеството посочва, че има действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени, сключено с „Хидро Пауър Ютилитис“ ЕООД, както и действащ договор № ВЕКП 2/27.06.2018 г. за компенсиране с премии на производител по чл. 162а от ЗЕ, сключен с ФСЕС.

Електрическа енергия за собствено потребление: прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ АД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2025 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствени нужди: планирано е запазване спрямо отчета през базовата 2025 г. на процентното отношение на електрическа енергия за

собствени нужди на ТЕЦ в размер на 36,23%. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т. 5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма: дружеството посочва, че през 2025 г. са извършени ремонти на стойност 1 848 хил. евро. За новия ценови период са планирани разходи за ремонт в размер на 2 433 хил. евро, като те са изчислени на база отчетните данни и изготвената и одобрена прогнозна ремонтна програма на дружеството. Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основни и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти са калкулирани на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда. Основната цел е спазване на задълженията на дружеството за поддръжка на енергийните съоръжения, гарантиране на безаварийност и номинални производствени показатели.

Инвестиционна програма – дружеството посочва, че извършените разходи за инвестиции през 2025 г. са подкрепени със съответните разходни документи, като общата изразходвана сума е 10 367 хил. евро. Реализирани са 7 инвестиционни проекта, като три от проектите са в развитие от предходните години. Дружеството предвижда да продължи работата по следващите етапи на всички проекти.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2025 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 113 596 хил. евро. Полезният срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, е съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване. Всички активи на дружеството участват в процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия. В РБА не е включена стойността на преоценъчния резерв, в съответствие с Указания-НВ.

Оборотен капитал – определен е в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно т. 32.5 от Указания-НВ. За новия ценови период оборотният капитал за производство е в размер на 13 593 хил. евро, като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 13 578 хил. евро, а за пренос на топлинна енергия – 15 хил. евро.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е в размер на 7,7%. Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2025 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,91%.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации – прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Брикел“ АД и съгласно изискванията на т. 31.1.б. „б“ от Указания-НВ. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. разходите за амортизации са на нивото на 2025 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки – „Брикел“ АД е посочило, че отчетената в дружеството средна работна заплата през базисната 2025 г. е 1 143 евро и същата изостава с 38% спрямо средната брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2025 г. в сектор „Производство и

разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 1 835 евро, съгласно данни на НСИ. Дружеството е заложило увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 12,63% в съответствие с увеличението на минималната работна заплата от началото на 2026 г. на 620 евро. Увеличението е с 69 евро или 12,63% спрямо миналата година и това увеличение няма да отчете състоянието на пазара на труда в региона на Комплекса „Марица-изток“ и няма да позволи наваксване в изоставането на възнагражденията в дружеството и достигане на конкурентоспособност на пазара на труда, тъй като заплатите в дружеството са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“. Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2025 г. възлизат на 15 081 хил. евро, в т.ч. разходи за заплати 11 200 хил. евро и за осигуровки 3 881 хил. евро.

За новия ценови период необходимите разходи за заплати са завишени на 12 615 хил. евро, а разходите за осигуровки 4 371 хил. евро.

Дружеството посочва, че отчетената в България инфлация, за м. декември 2025 г. спрямо м. декември 2024 г. е 5,0%, по данни на НСИ. Също така, счита, че цените на горивата ако продължават да растат на фона на поскъпването на петрола на международните пазари, ефектът от това поскъпване ще се разпространи върху цялата икономика. Като дава пример, че в рамките на по-малко от две седмици цените са се повишили с повече от 20-25%. В очакване на ръст на всички условно- постоянни и променливи разходи, дружеството е изготвило ценовия модел, като са заложили 10% увеличение на условно-постоянните разходи спрямо базовата година.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите – те са увеличени спрямо отчетната 2025 г. с 10,0% на 2 404 хил. евро. Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период и са коригирани с размера на отчетената инфлация от НСИ през 2025 г. Инфлацията води до увеличение на разходите за материали за текущо поддържане, изпитания на съоръженията, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и други. По отношение на лицензионните такси са заложени разходи, пропорционални на завишената производствена програма за новия ценови период.

Присъдени юрисконсултски възнаграждения – през 2025 г. „Брикел“ АД отчита приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1,498 хил. евро и са приспаднати от отчетените съдебни разходи.

Променливи разходи – те са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2025 г.

Основно гориво – разходите за новия регулаторен период са изчислени като е запазена калоричността на горивния микс на нивото на базовата година.

Разходите за произвеждания в „Брикел“ АД продукт ОЕГ необходим за работата на ТЕЦ са изчислени на база отчетни стойности за базовата година. Дружеството счита, че е едно сложно и особено предприятие, в което се преплитат енергийни потоци. Това преплитане на енергийни потоци се отразява и достига до изчисляване стойностите на различните продукти произвеждани от дружеството.

Приложено е копие на Договор № 2 от 09.09.2015 г. за доставка на лигнитни въглища от „Мини Марица Изток“ ЕАД и допълнителните споразумения към него, сключен за срок до 31.12.2026 г. В него перото разходи за електрическа енергия за 1 kWh електроенергия се определя по действащата еднотарифна цена за средно напрежение на EVN за съответния месец.

При определяне на разходите за гориво са взети предвид определените от „Мини Марица изток“ ЕАД транспортни и маневрени такси в договор № МТ-093/2016 г. за ползване от страна на „Брикел“ АД на ЖП услуги и превозни услуги, предлагани от

„Мини Марица Изток“ ЕАД. С писмо № ПТО-01-85/11.03.2026 г. за сключване на споразумение за продължаване на действието на договор № МТ-093/2016 г. до 17 март 2027 г. е извършено увеличение на цените за ползване от страна на „Брикел“ АД на ЖП услуги и превозни услуги с 6%.

Дружеството продължава да планира ползване в горивната инсталация и на друг вид гориво (биомаса). В изпълнение на целите за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници, поставени с Директива (ЕС) 2018/2001, дружеството си е поставило по-високи цели при използването на възобновяеми източници на енергия. Отчитайки ползите от употребата на възобновяеми енергийни източници, към които се числи и използваната в инсталацията биомаса, с цел подобряване на качеството на доставената биомаса и в същото време запазване на екологичните показатели на дружеството, доставчикът осигурява продукта селскостопанска биомаса под формата на селскостопанска слама. Предвидено е минимално увеличение на транспортните разходи.

В Приложение № 2 дружеството е предоставило два варианта – за формиране на средна цена на горивен микс от въглища и за твърдо гориво – биомаса. За периода м. 01 – м. 12.2025 г. цената на въглищния микс е 134,96 евро/тнг при калоричност 2 255 ккал/кг, а цената на биомасата е 43,73 евро/тнг. Въз основа на прогнозните количества горива и складова наличност към 01.03.2026 г., за новия период цената на въглищния микс е 134,64 евро/тнг при калоричност 2 255 ккал/кг, а цената на биомаса е 46,16 евро/тнг.

Количеството на необходимия мазут за новия регулаторен период е запазено на нивото на 2025 г., в размер на 1 797 t, а средната цена за прогнозния период, във връзка с поскъпването на петрола на международните пазари и прогнозите за продължаващо покачване на цените, е завишена с 20% от 494,43 евро/t на 593,32 евро/t.

Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация в дружеството да бъде реализирана с идентични специфични разходи на гориво, както следва: за електрическа енергия 159,35 g/kWh и за топлинна енергия 138,30 kg/MWh.

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия възлизат на 33 хил. евро. Разходи за поддръжката на язовир „Розов кладенец“ от „НЕК“ ЕАД – „Язовири и каскади“, от където „Брикел“ АД черпи промишлена вода за технологичните процеси при работа на съоръженията не са заложени, поради неприключил съдебен спор относно дължимия размер.

Разходите за закупена енергия и балансиране възлизат на 3 420 хил. евро и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на прогнозната производствена програма.

Разходите за консумативи възлизат на 1 390 хил. евро. При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димните газове от серни емисии. Разходите за консумативи включват още:

- Сярна киселина монохидрат – използва се за регенерация на Н-катионитови филтри;
- Натриева основа – използва се за регенерация ОН-анионитови филтри;
- Железен сулфат – използва се за коагулант за сурова вода;
- Тринатриев фосфат – използва се за алкален реагент за корекция на питателна вода към водния тракт на централата;
- Водно стъкло – алкален реагент за обработка на топлофикационния тракт;

- Натриев хлорид – за възстановяване на РОС;
- Йонообменни смоли;
- Разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт;

Горните разходи са прогнозирани на база отчетени през 2025 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги възлизат на 287 хил. евро и включват разходи за депониране на пепелина.

Разходите за електрическа енергия, консумативи и външни услуги са завишени с размера на отчетената през 2025 г. инфлация.

Квоти за емисии на парникови газове

В ценовия модел (справки от № 1 до № 9), изготвен за отчетния период, емитираните количества въглеродни емисии са съгласно верифициран годишен доклад на „Брикел“ АД за 2025 г. След приспадане на разпределените на дружеството безплатни квоти за производство на топлинна енергия (чл. 10а, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО) за същата година разходите за парникови газове възлизат на 10 994 хил. евро.

Прогнозното количество 323 883 тона CO_2 за периода са изчислени на база горивен микс, пропорционален на отчетеното през 2025 г. Използван е официалният формуляр на ИАОС с верифицираните за 2025 г. стойности за емисионен фактор, долна топлина на изгаряне и коефициент на окисление.

За 2026 г. и 2027 г. безплатните квоти за топлинна енергия (чл. 10а, пар. 1 от Директива 2003/87/ЕО) са определени според последния доклад за равнище на дейност към МОСВ. Разпределянето им за периода 2026 г. – 2030 г. е в процес на одобрение. За 2025 г. по сметката на дружеството са преведени 131 257 тона (прилагаме справки). Квоти по чл. 10в не са предвидени поради липса на нормативна уредба за „Националната рамка за инвестиции 2021 г. – 2030 г.“.

Прогнозата за разходите отчита ключови законодателни промени. През 2023 г. Директива (ЕС) 2023/959 въвежда нова система „СТЕ II“ за сгради и транспорт, а Регламент (ЕС) 2023/956 активира Механизма за корекция на въглеродните емисии на границите (МКВЕГ), по който от 2026 г. започват ефективни плащания. На фона на нарастващо търсене, предлагането намалява поради нулевото безплатно разпределяне за електроенергия и улавяне на CO_2, както и ежегодното редуциране на квотите за останалите сектори до 0%. Поради очаквания ценови натиск, прогнозните разходи са изчислени при допускане за цена от 75 евро/t.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

Прогнозни емисии CO_2 – 198 702 t, заявени от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 75,00 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t X 198 702 t = 14 903 хил. евро.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са: 1 796,54 t мазут, 411 286,65 t въглища и ВЕИ 205 596,50 t, съгласно заявените от дружеството.

2. Нормата на възвръщаемост на капитала е изчислена съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ и т. 3 от общия подход, Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна

среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии:

Количество, Qe	тона	152 767
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	70,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	75,05
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. евро	-771,47

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Брикел“ АД за следващия ценови период са следните:

„Брикел“ АД			
	Предложение	**Корекция**	**Изменение**
Справка № 3 – „Норма на възвръщаемост“			
Норма на възвръщаемост на собствения капитал, %	7,70	7,00	-9,09%

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Брикел“ АД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	309,04
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	186,90
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	58,94

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 122 597 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 113 187 хил. евро, от които условно-постоянни – 26 267 хил. евро и променливи – 86 920 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 117 476 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 8,01%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 281 600 MWh; в т.ч. собствено потребление – 160 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 9 960 MWh.

21. „СОЛВЕЙ СОДИ“ АД

Дружеството е представило чрез Единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-12-18-3 от 27.03.2026 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което са приложени документи на електронен носител, съгласно подробен опис.

С писмо с вх. № Е-14-78-2 от 29.04.2026 г. дружеството е представило допълнителна информация.

„Солвей Соди“ АД е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2026 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 497,77 евро/MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 28,08 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Солвей Соди“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	463,55	497,77	+7,38
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	25,41	28,08	+10,51

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 100,04 евро/t, с долна работна калоричност 6 000 kcal/kg;
- газьол – 683,91 евро/t, с долна работна калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 61,44 евро/t с долна работна калоричност 3 446 kcal/kg.

„Солвей Соди“ АД е представило следната обосновка:

Производствена програма – дружеството е посочило, че единственият консуматор на топлинна и електрическа енергия през 2025 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, негова собственост. Няма промени за 2026 г., както и не се очакват промени през следващата 2027 г.

Очакванията за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. са за изпълнение на производствената програма. „Солвей Соди“ АД е заявило, че планирането на производствената програма за новия ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., е базирано на заявената консумация на топлинна и електрическа енергия от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат. Производствената програма отчита текущото състояние на световните пазари, където „Солвей Соди“ АД реализира над 98% от своята продукция. Дружеството отбелязва, че съществува риск за неизпълнение или обратно – надвишаване на планираното

производство в зависимост от динамиката на световните пазари и съответно търсенето на калцинирана сода и на бикарбонат. Също така важна роля играе фактът, че на тези пазари „Солвей Соди“ АД е в конкуренция с производители извън Европейския съюз, чиято себестойност на продукцията не е натоварена с разходи за емисии на CO_2.

Условно-постоянни разходи:

- **Разходите за амортизации** са прогнозирани на база стойността на дълготрайните материални активи към 31 декември на предходната година и очакваните въвеждания на нови активи през текущата година, в съответствие с плана за изпълнение на инвестиционната програма.

- Разходите за ремонт се определят на база утвърдена програма за основни и средни ремонти, план за превантивна поддръжка и прогноза за необходимостта от корективна поддръжка. Последната се прави въз основа на статистика и натрупан опит от минали периоди. Приложени са детайлни справки по основни съоръжения за реализираните разходи през 2025 г. и планираните за 2026 г. и 2027 г.

- Разходи за заплати и възнаграждения се определят на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. Дружеството е заявило, че увеличената прогноза на тези разходи през регулаторен период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. спрямо отчета за 2025 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор, който отчита и натрупаната инфлация през 2025 г.

- Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са прогнозирани на база статистическа информация от предходни периоди, промени, дължащи се на други фактори, като също така се вземат предвид и прогнозни очаквания. Дружеството посочва, че прогнозните разходи в тази група за предстоящия регулаторен период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. са увеличени с 5% спрямо отчетната 2025 г. въз основа на натрупаната инфлация през миналата година и вече индексирани договори с голяма част от поддоставчиците.

Променливи разходи

- Разходите за горива – дружеството е заявило, че за новия регулаторен период тези разходи са определени съгласно указанията на Комисията, като среднопретеглена стойност на складови наличности към 01.03.2026 г. и среднопретеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ евро за долар 1,1555, валиден към 10.03.2026 г.

- Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи (химикали, реагенти) са определени на база необходимите количества за производство на заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите, съответната ефективност на отделните инсталации и текущите пазарни цени.

- Разходите за емисии на парникови газове (CO_2) за предстоящия ценови период са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма при текуща пазарна цена от 68,15 евро/t CO_2.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
125 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ са извършени следните корекции:

Прогнозни емисии CO_2 – 1 084 938 t, заявени от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 68,15 евро/t, съгласно заявената от дружеството.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 68,15 евро/t **X** 1 084 938 t **= 73 939 хил. евро.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са: **279,84 t газьол, 443 502,25 t въглища и ВЕИ 17 857,91 t, съгласно заявените от дружеството.**

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии		
Количество, Qe	тона	901 167
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	70,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	75,05
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. евро	-4 550,89

Извършените корекции на ценообразуващите елементи за следващия ценови период са следните:

„Солвей Соди“ АД			
1. Справка № 2 – „РБА“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Оборотен капитал, хил. евро	10 602	18 463	+74,15%

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Солвей Соди“ АД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	**500,40**
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	**378,26**
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	**28,01**

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 159 113 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 155 523 хил. евро, от които условно-постоянни – 20 264 хил. евро и променливи – 135 259 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 62 105 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 5,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 173 260 MWh; в т.ч.:
- - собствено потребление – 171 612 MWh
- - НЕК – 1 210 MWh

- - Други – 438 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 585 298 MWh.

22. „ТЕЦ ГОРНА ОРЯХОВИЦА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-55-3 от 01.04.2026 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 238,19 евро/MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 64,76 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	179,84	238,19	+32,44
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	70,07	64,76	-7,58

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без акциз и ДДС), както следва:

- природен газ, доставян по газоразпределителната мрежа на „Овергаз мрежи“ АД – 498,73 евро/knm^3 с долна работна калоричност 8 339 kcal/knm^3;

- въглища – 102,26 евро/t с долна работна калоричност 5 700 kcal/kg;

- друг вид гориво (ВЕИ) – 127,82 евро/t с долна работна калоричност 4 000 kcal/kg).

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило следната обосновка:

За новия ценови период прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода – Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлоенергия от ТЕЦ. За периода дружеството очаква една кампания със Завод за захар за преработка на 30 000 t. сурова захар заедно със Завод за спирт през м. юли – м. август 2026 г. с ПГ № 1 при натоварване 50-54 t./h или реализация на топлинна енергия с топлоносител пара 34 000 MWh и производство на електрическа енергия – 3 375 MWh.

За новия ценови период дружеството предвижда продажба на 2 635 MWh високоефективна комбинирана електрическа енергия, от които 2 135 MWh високоефективната комбинирана електрическа енергия, която дружеството планира да продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД (в изпълнение на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ количествата, които производителя ползва за собствени нужди и собствено

потребление по смисъла на чл. 119, ал. 1 от ЗЕ), и 500 MWh е високоефективна комбинирана електрическа енергия произведена над количествата за собствено потребление и е предвидена за изкупуване на свободния пазар.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации

Разходите за амортизации са отчетени за 2025 г. на стойност 234 хил. евро.

Отчитането на дълготрайните активи и амортизациите е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика на дружеството. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние.

Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в Отчета за всеобхватните доходи в периода на тяхното възникване, освен ако има вероятност те да спомогнат на актива да генерира повече от първоначално предвидените бъдещи икономически изгоди и когато тези разходи могат надеждно да бъдат оценени и отнесени към актива. В тези случаи разходите се добавят към себестойността на актива. Амортизацията на дълготрайните материални активи се начислява като се използва линейният метод върху оценения полезен живот на отделните групи активи, както следва:

Вид на ДМА	години	ГАК (%)
- Сгради	25	4
- Машини и оборудване	3,5-10	10-30
-Нематериални дълготрайни активи	2-6,7	15-50
Транспортни средства и стопански инвентар	6,7	15

Амортизациите започват да се начисляват от месеца, следващ месеца, в който е въведен актива.

През периода 2026 г. – 2027 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 12,2 хил. евро посочени в приложена справка № 1 – инвестиционна програма и справка № 2 - отчет на извършените инвестиции през 2025 г.

На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделяне на ДМА, участващи при производството на топлинна и електрическа енергия. ДМА участващи при комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия се приемат като „общи“ за производството, например без парогенераторите и съоръженията към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като общи за комбинираното производство. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлинна енергия са РОУ и БРОУ, Бойлерна станция. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е посочило, че няма инсталации за разделно производство на топлинна енергия и инсталации за пренос.

Консуматорите на топлоенергия са свързани с паропроводи на колектор 6 ata, захранващ се с отработена пара след турбината. Дружеството е приложило справка № 3, където ДМА са разделени съответно за производство на топлинна и електрическа енергия и общо за двата продукта за периода 2025 г.

Разходи за ремонт – в ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни, с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Дружеството е планувало ремонти на съоръжения в химичен цех и

електро цех. Приложена е справка № 4 – ремонтна програма за период 2026 г. – 2027 г. Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед поддръжката на съоръженията и тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Дружеството предвижда и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите. В справка № 5 е приложен отчет за извършените ремонтни мероприятия за 2025 г.

Разходи за заплати и възнаграждения – за новия ценови период дружеството планира разходи за заплати и възнаграждения в размер на 469 хил. евро, а за отчетната 2025 г. – 655 хил. лв. През 2025 г. дружеството е работило с 38 бр. средно списъчен състав.

За ценовия период 2026 г. – 2027 г разходите за заплати и възнаграждения са съобразени с числеността на персонала и работната програма на дружеството.

Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата.

Разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - разходите за 2026 г. – 2027 г., включени в тази част, са намалени спрямо 2025 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчета за 2025 г. Намалени са горива за автотранспорт, разходи за охрана и др.

Променливи разходи – те следват производствената програма и ефективността на производството.

Цената на въглищата и пелетите за 2026 г. – 2027 г. е определена чрез проучване на пазарните стойности към края на месец март 2026 г. Приложена е справка № 6.

Цената на природния газ включва – пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД, определена е спрямо прогнозната цена за м. април 2026 г.

Цена на пр. газ	евро/MWh	34,27
Цена за разпределение	евро/MWh	9,26
Цена за достъп	евро/MWh	0,62
Цена + достъп + пренос	евро/MWh	44,15
Коефициент на преобразуване	kWh/m^3	10,731
Компоненти на Булгартрансгаз	евро/MWh	2,4635
Общо:	евро/MWh	46,61

Разходите за закупуване на вода, консумативи (хим. реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на топлинна и електрическа енергия и на база промени в цените за закупуването им.

Обосновка на $СН_{ел.}$ на централата в справка 4 и разходите за закупуване на електрическа енергия в справка 1 от Справки от № 1 до № 9.

$СН_{ел.ен}$ на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2025 г. и прогнозата за производството на топлинна и електрическа енергия, съгласно наличните производствени мощности и съгласно подхода на Комисията от предходните регулаторни периоди.

Разходите за закупена електрическа енергия са съобразени с работата на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД.

Изграждането на водооборотен цикъл е наложило допълнително закупуване на електрическа енергия за захранване на помпи оборотна вода;

Провеждане на една кампания със Завод за захар;

Прогнозирана е цена на купена електрическа енергия, съобразно прогнозни данни.

Разходите за външни услуги са идентични с отчета за 2025 г.

Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027г.:

За 2025 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са 5 422 t. Определените за ТЕЦ безплатни квоти са 2 018 t. През 2025 г. дружеството е изгорило 4 018,360 t въглища, 35,131 knm^3 природен газ, които са емитирали 8 822 t CO_2. Поради тази причина количествата квоти от въглеродни емисии за закупуване са 6 804 t. Средствата за покупка на емисии за 2025 г. са 506 хил. евро.

За ценовия период 2026 г. – 2027 г. дружеството е предвидило да бъдат изгорени 5 390 t въглища и 20 knm^3 природен газ, а тези горива да емитират общо 11 284 t емисии от въглероден диоксид, които са изчислени по формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации. При определянето са използвани емисионен фактор и фактор на окисление от верифицирания доклад на „Захарни заводи“ АД за 2025 г. За 2026 г. безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД са 4 062 t от квотите на „Захарни заводи“ АД. Остават за закупуване 7 186 t при средна цена за период 2026 г. – 2027 г. в размер на 72 евро. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти дружеството е планирало за закупуване сума в размер на 517 хил. евро.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
6 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по месеци, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като средно претеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 - 2027 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,15 евро/MWh.

Крайна цена на природен газ – 31,15 евро/MWh.

Прогнозни емисии CO_2 – 7 186,00 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 75 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t **X** 7 186 t **= 539 хил. евро**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са: **20 knm^3 природен газ, 5 390 t въглища и 2 151 t ВЕИ**, съгласно заявеното от дружеството.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ не са извършени.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи за следващия ценови период са следните:

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД			
Справка № 2 – „РБА“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Оборотен капитал, хил. евро	310	298	-3,87 %

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	**244,31**
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	**122,17**
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	**64,80**

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 2 847 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 2 620 хил. евро, от които условно-постоянни – 1 018 хил. евро и променливи – 1 602 хил. евро.;
  - Регулаторна база на активите – 3 540 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 6,42%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 635 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 34 000 MWh.

23. „ДЕКОТЕКС“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. Е-14-61-1 от 02.04.2026 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 239,11 евро/MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 61,48 евро/MWh без ДДС;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 61,48 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Декотекс“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh**	**Изменение, %**

к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	Не е определяна	239,11	-
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	Не е утвърждавана	61,48	-
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	Не е утвърждавана	61,48	-

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ – 590,00 евро/knm^3 (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-61-1 от 09.04.2026 г. от дружеството е изискано да представи справка за предходните три календарни години, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, която не е представена от „Декотекс“ АД. Допълнително с писмо с изх. № Е-14-61-1 от 16.04.2026 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., която също не е представена.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

Разпоредбата на чл. 27, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК) възлага процесуално задължение на административния орган да проверява предпоставките от фактическо и правно естество за допустимостта на искането в производството по издаването на индивидуалния административен акт. Ако не са налице предпоставките за допустимост на искането - административно производство не се образува, а ако вече е образувано подобно, същото се прекратява.

Материалноправната норма на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, определя, че Комисията не регулира цените за продажба на топлинна енергия и не определя цени по чл. 33, ал. 1 и 2 и премии по чл. 33а на производители, които съгласно одитираните годишни финансови отчети за някоя от предходните три календарни години имат общи годишни приходи над 5 000 000 лв. и приходите им от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, освен ако тези производители осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или използват 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Доколкото разпоредбата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ предвижда недопустимост на регулиране на цените на съответния производител при наличие на предвидените в нея предпоставки „*за някоя от предходните три календарни години*“, е необходимо да се направи анализ за наличие на положителните и за отсъствие на отрицателните предпоставки за последните три календарни години – 2023 г., 2024 г. и 2025 г. В случай, че се установи някоя от визираните в правната норма пречки за образуване и провеждане на административно производство за някоя от последните три години, без значение коя точно, производството ще следва да бъде прекратено.

С оглед изпълнение на изискванията по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ с писмо с изх. № Е-14-61-1 от 09.04.2026 г. от дружеството е изискано да представи справка за предходните три календарни години, като такава не е представена към настоящия момент.

Към заявление с вх. № Е-14-61-1 от 02.04.2026 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, дружеството е представило одитиран Годишен финансов отчет (ГФО) за 2025 г., заверен от Одиторско

дружество с Рег. № 166 „Константинов и партньори“ ООД на 31.03.2026 г. От представения одитиран ГФО и пояснителните сведения, неделима част от него, се установява, че общите приходи от продължаващи дейности на дружеството към 31.12.2025 г. са в размер на 3 712 хил. лв., в т.ч.: приходи от продажби – 3 670 хил. лв., други приходи – 32 хил. лв., приходи от финансирания – 10 хил. лв. От пояснителните сведения към ГФО е видно, че приходите от продажби включват: приходи от продажба на продукция – 1 527 хил. лв., приходи от продажба на стоки – 551 хил. лв. и приходи от продажби на услуги – 1 592 хил. лв. От своя страна, приходите от продажба на продукция са посочени по съответните продукти, както следва: електроенергия – 721 хил. лв. и килими и килимени изделия – 806 хил. лв. С оглед на изложеното, може да се направи извод, че приходите от продажба на електроенергия за 2025 г., в размер на 721 хил. лв., не надвишават 35% от общите годишни приходи, които възлизат на 3 712 хил. лв. съгласно представения одитиран ГФО за периода, приключващ на 31.12.2025 г.

Същевременно в хода на административното производство във връзка със заявление с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2025 г., подадено от „Декотекс“ АД за предходния регулаторен период, от представената към заявлението справка по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ Комисията е установила, че общите годишни приходи на дружеството за 2024 г. са в размер на 5 106 хил. лв., а приходите от продажба на електрическа енергия са в размер на 2 278 хил. лв., което **представлява 44,61% от общите му годишни приходи**. Данните в справката по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за 2024 г. се потвърждават от одитирания ГФО на „Декотекс“ АД за същата година, който е представен със заявление с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2025 г., както и от допълнително представения с писмо с вх. № Е-14-61-1 от 28.05.2025 г. от „Декотекс“ АД консолидиран финансов отчет за 2024 г. и доклад на независим одитор. При съпоставка на вписаните в Търговския регистър индивидуален и консолидиран финансови отчети на „Декотекс“ АД за 2024 г. се установява, че същите съвпадат с предоставените на КЕВР.

Също така, следва да се има предвид, че в представения одитиран ГФО за 2025 г. на „Декотекс“ АД, в изпълнение на разпоредбите на приложимата счетоводна база, са посочени данни за предходния отчетен период, приключващ на 31.12.2024 г., които данни отговарят на обявените в Търговския регистър финансови отчети на „Декотекс“ АД за 2024 г., а също така съвпадат с предоставените на КЕВР в административното производство във връзка със заявление с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Няма данни дружеството да е предприело процедура за корекция в годишните си финансови отчети, както и в хода на административното производство през 2025 г. „Декотекс“ АД не е представило друга справка по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ и не е променяло данните в представената такава, а в текущото административно производство не е представило справка по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

В допълнение, „Декотекс“ АД не осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти и не използва 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

С оглед гореизложеното, Комисията не следва да определя на „Декотекс“ АД цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ за регулаторния период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г.

24. „Енергиен център Зебра“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-57-1 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2026 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 166,89 евро/MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 153,12 евро/MWh без ДДС;

3. Преференциална цена на електрическа енергия – 410,03 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Енергиен център Зебра“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	175,50	410,03	+133,64
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	79,37	166,89	+110,27
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	74,91	153,12	+104,40

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 710 евро/knm^3, при долна работна калоричност 8 203 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-57-1 от 08.04.2026 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи допълнителна информация и документи, както следва: заверени копия на всички действащи договори за доставка на природен газ за периода 2026 г. – 2027 г., с всички приложения и допълнителни споразумения към тях, сключени от дружеството; заверени копия на действащи договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за периода 2026 г. – 2027 г., с всички приложения и допълнителни споразумения към тях, сключени от дружеството в съответствие със Закона за енергетиката и Правилата за търговия с електрическа енергия; разходо-оправдателни документи за закупените количества природен газ през 2025 г. и 2026 г.; утвърдени ремонтни програми за 2025 г., за 2026 г. и за 2027 г., със съответните позиции, срокове за изпълнение и стойности, както и анализ на изпълнението на ремонтната програма за базисната 2025 г.; инвестиционна програма на дружеството за 2025 г., 2026 г. и 2027 г., представена по позиции, срокове и стойности, както и анализ на изпълнението на инвестиционната програма за базисната 2025 г.; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2025 г., 2024 г. и 2023 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

„Енергиен център Зебра“ ЕООД не е представило в КЕВР изисканата допълнителна информация и документи.

„Енергиен център Зебра“ ЕООД е представило следната обосновка:

Условно постоянни разходи – дружеството е планирало тези разходи в общ размер на 857 хил. евро.

Разходи за амортизации – посочено, че амортизационните отчисления на дълготрайните активи са в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство, като разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2025 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност – 55 хил. евро. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а имено 15 хил. евро от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 40 хил. евро за електрическата енергия.

Разходите за ремонт са в размер на 2 300 хил. евро. Дружеството е заявило, че същите са планирани вследствие на неизвършени ремонти, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – общият им размер е
247 хил. евро.

Променливите разходи за прогнозния период са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторната база на активите е в размер на 2 492 хил. евро към 31.12.2025 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2025 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

Нормата на възвръщаемост на капитала за ценовия период, заявена от дружеството, е в размер на 7,78%, като е посочено, че същата е изчислена съгласно Указания-НВ, като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2025 г. „Енергиен център Зебра“ ЕООД е заявило, че съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
1,57 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

В справка № 1 позиция 1.2.1, природен газ в размер на 435 хил. евро не е приета, тъй като в ценовия модел, дружеството не е посочило планирани количества топлинна енергия, произведена от водогрейни и парни котли.

В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена на природния газ за новия регулаторен период е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е приета годишна индивидуална прогнозна цена в размер на 431 евро/knm^3.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Енергиен център Зебра“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Енергиен център Зебра“ ЕООД			
	Предложение	**След корекция**	**Изменение, %**
Справка № 1 „Разходи за производство“:			
Позиция 1.2.1, природен газ, хил. евро	435	0	-100%
Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Позиция 29.1, природен газ, евро/knm^3	710	431	-39,30%

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Енергиен център Зебра“ ЕООД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	343,80
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	221,66
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	185,13
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	168,83

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 6 247 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 6 053 хил. евро, от които условно-постоянни – 3 372 хил. евро и променливи – 2 681 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 2 492 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 736 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 168 MWh.

25. „ОВЕРДРАЙВ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2026 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Със заявлението, дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2026 г. преференциална цена на електрическа енергия – 377,22 евро/MWh (без ДДС).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Овердрайв“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на	285,19	377,22	+32,27

електрическата енергия			

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 595,00 евро/knm^3, при долна работна калоричност 8 320 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-69-1 от 16.04.2026 г. от дружеството е изискано да представи одитиран годишен финансов отчет за 2025 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ. Същият не е представен от „Овердрайв“ АД.

„Овердрайв“ АД е представило следната обосновка:

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – 17 хил. евро. Дружеството е посочило, че активите се амортизират при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи. Тези, които не са пряко относими към продуктите електрическа и топлинна енергия са разпределени пропорционално на количествата произведена топлинна и електрическа енергия.

В ценовия модел стойността на дълготрайните материални активи, заложена в регулаторната база на активите е равна на отчетната стойност към 31.12.2025 г.

Разходи за ремонт – 72 хил. евро, които са разпределени, както следва:

- Отнесени към електрическата енергия – 52 хил. евро;
- Отнесени към топлинната енергия – 20 хил. евро;

Дружеството е заявило, че планираните разходи са свързани с утвърдената ремонтна програма, която е предоставена като Приложение 1 към обосновката. Планираните ремонти дейности включват: смяна вакумно масло- пакет; взимане проба на Li-Br; лабораторен анализ на Li-Br (Германия); отваряне на топлообменик Carrier; преглед и диагностика на топлообменник Carrier; вакумиране на системата; пълнене на системата с вода; ремонт на чилър Carrier; конфигуриране на технически параметри; пуск и тест на системата; газова система, смяна на нулев регулатор, почистване и проверка; смяна топлообменник отработени газове, шумозаглушител и изолация; смяна на запалителната система; ремонт на генератора; вентилатор на капака; профилактика на топлообменик.

Разходи за заплати и възнаграждения – 68 хил. евро „Овердрайв“ АД е посочило, че средната работна заплата в дружеството отговаря на средната заплата в сектор „Енергетика“, така и спрямо средната заплата в областта, съгласно данни на НСИ. Дружеството разполага с необходимия персонал за поддръжки и експлоатация на своя енергиен център и не планира увеличение на работните заплати през следващия ценови период.

Начислени осигуровки по действащото законодателство, свързани с разходите за заплати и възнаграждения – 8 хил. евро, в които се включват: осигурителни вноски, начислявани върху работните заплати на персонала, пряко зает в регулираната дейност по производство на електрическа и топлинна енергия.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 92 хил. евро.

Дружеството е посочило, че предвид отчетената от НСИ средна годишна инфлация в размер на 3,6% за 2025 г. спрямо 2024 г., увеличението на минималната работна заплата с приблизително 11%, увеличението на минималните осигурителни прагове и отчетената тенденция за поскъпване на всички стоки и материали от една страна и на услугите от друга, Дружеството е предвидило увеличение на част от разходите, пряко свързани с регулираната дейност, както следва:

- Горива за автотранспорт – 6 хил. евро като разхода се запазва спрямо отчетната 2025г;

- Работно облекло – 2 хил. евро като разхода се запазва спрямо отчетната 2025 г;

- Канцеларски материали – 1 хил. евро като разхода се запазва спрямо отчетната 2025 г;

- Материали за текущо поддържане – 8 хил. евро, при отчетени 5 хил. евро за 2025 г. поради индексиране на цените от доставчиците на дружеството.

- Застраховки – включват застраховки на имущество – 5 хил. евро при отчетени 2 хил. евро за 2025 г. Прогнозата е на база на ново сключената застрахователна полиза на дружеството в края на изминалата година.

- Данъци и такси – 1 хил. евро - планирани на база отчетените стойности за 2025 г. без предвидено увеличение.

- Пощенски разходи, телефони и абонаменти – 1 хил. евро на база на отчетните стойности за 2025 г.

- Въоръжена и противопожарна охрана – 52 хил. евро. Очакваното увеличение е във връзка с инфлацията, както увеличаването на работните заплати в сектора.

- Проверка на уреди – 5 хил. евро – увеличението е поради повишените тарифи на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор. Повишени са тарифите с между 15-20% и на акредитираните лаборатории за проверка на уредите за търговско мерене, наблюдение, контрол, газсигнализация и пожароизвестяване.

- Експертни и одиторски разходи – 5 хил. евро запазва се размерът спрямо предходната година, с малко повишение във връзка с повишаване на осигурителните прагове и заплатите в сектора.

- Охрана на труд – 4 хил. евро;

- Разходи за лицензионни такси – 5 хил. евро.

Променливи разходи – 404 хил. евро.

- Разходи за материали –392 хил. евро.

- Разходи за природен газ – 238 хил. евро, както следва:

- Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия – формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия.

Цената на природния газ, заложена в ценовия модел е в размер на 595 евро/knm^3.

- Разходи за вода – 3 хил. евро, планирано е увеличение, дължащо се на увеличение на цените на водата.

- Разходи за закупена ел. енергия – 150 хил. евро. През 2026 г. е налице увеличение на мрежовите компоненти при покупка на електроенергия, като очакванията са същите да бъдат отново увеличени за новия регулаторен период.

- Разходи за консумативи (химикали, реагенти) – 1 хил. евро, които включват химикали и реагенти за обработка на топлоносителя по топлопреносната мрежа. С обработката се цели омекотяване и химическа обработка на водата, с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по участъците от топлопреносната мрежа и енергийните съоръжения, както и намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане.

- Разходи за външни услуги – 10 хил. евро, те са с минимално увеличение поради ръста на работните заплати и разходите на доставчиците.

Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ – 2 хил. евро.

Производствена програма за новия ценови период – посочва се, че съобразена е с нормалните режими на работа на дружеството. През 2025 г. „Овердрайв“ АД отчита авария на ключово за електропроизводството съоръжение.

Норма на възвръщаемост на капитал – дружеството отчита средно притеглена цена на капитала в размер на 7,78%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
0,25 MW.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена на природния газ за новия регулаторен период е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 38,57 евро/MWh;

2.3. Пренос – 0,21 евро/MWh;

2.4. Достъп – 2,08 евро/MWh;

Крайна цена на природен газ – 40,87 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

„Овердрайв“ АД			
1. Справка № 2 – „РБА“:	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Оборотен капитал, хил. евро	0	73	+100%
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, евро/knm^3	595,00	440,09	-26,04%

След извършените по-горе корекции е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:

„Овердрайв“ АД	евро/MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	347,74
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	225,60

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 618 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 599 хил. евро, от които условно-постоянни – 257 хил. евро и променливи – 342 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 245 хил. евро;

- Норма на възвръщаемост – 7,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 940 MWh.

26. „НОВА ПАУЪР“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-13-308-1 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от комбинирано производство. Дружеството е предложило за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия в размер на 246,05 евро/MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Нова Пауър“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	198,81	246,05	+23,76

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 725,41 евро/knm^3, при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Нова Пауър“ ЕООД е представило следната обосновка:

В производствената програма на ко-генерационната инсталация за новия регулаторен период – 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. дружеството предвижда 2 388 работни часа на двигателя изчислени на средна работна мощност на двигателя от 2,100 MWh.

За изчисляване на необходимите приходи, на база прогнозни разходи на инсталацията, освен промяна в часовете работата на двигателя, допълнително дружеството е взело под внимание и следните макроикономически показатели:

- увеличение на максималния осигурителен доход от 01.01.2026 г. от 2 111,64 евро (4 130 лв.) на 2 352 евро или с общо 11,38%;

- увеличение на минималния осигурителен доход от 01.01.2026 г. от 550,66 евро (1 077 лв.) на 620,20 евро или с общо 12,63%;

- официален темп на инфлация за 2025 г. – 4,5%, като посочва, че очакваният и минимален темп на инфлация за 2026 г. е 10%, като към днешна дата поради военните действия в Иран, цената на природния газ се е увеличила почти два пъти, в сравнение с 2025 г. и началото на 2026 г.;

- прогнозен темп на нарастване на цените на материалите и услугите/без работни заплати/ през 2025 г. и първата половина на 2026 г. – средно 10% ;

- темпът на нарастване на разходите за заплати и осигуровки през новия регулаторен период е равен на темпа на нарастване на минималния осигурителен доход от 01.01.2026 г. от 550,66 евро (1 077 лв.) на 620,20 евро или с общо 12,63%.

Регулаторна база на активите - в регулаторната на активите участват всички активи, части от системите описани по-горе, и които дружеството експлоатира за да

може ко- генерационната инсталация да функционира нормално. Тяхната отчетна стойност, прогнозна балансова стойност към 30.06.2025 г., както и прогнозният размер на амортизационните разходи за новия регулаторен период са представени в таблица.

През новия регулаторен период, дружеството планира извършването на нова инвестиция в цялостно обновяване на ко-генерационната инсталация. Планирана инвестиция от предходния регулаторен период се е отложила за настоящия, поради частичното използване на ресурсите в друга инвестиционна дейност на дружеството и по-малкото часове работа на ко-генератора от планираните в ценовия модел.

Норма на възвръщаемост на капитала – посочва се, че при определяне на капиталовата структура е приложена т. 34.1. от Указания-НВ, като за финансиране на инсталацията за комбинирано производство, „Нова Пауър“ ЕООД използва собствен капитал. Също така, през 2023 г. дружеството е изплатило напълно отпуснатият през септември 2021 г. кредит.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е на ниво от 7,00%, прието и утвърдено от КЕВР.

При така зададените изходни параметри, дружеството е посочило, че нормата на възвръщаемост за новия регулаторен период 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г. е 7,78%.

Разходи за амортизации – дружеството прогнозира разходи за новия ценови период в размер на 53 хил. евро.

Разходи за ремонт – дружеството посочва, че през 2025 г. са отчетени 33 хил. евро разходи за ремонт на ко- генерационната инсталация, при произведени 3 063 MWh електрическа енергия и 3 042 MWh топлинна енергия. През новия регулаторен период 01.07.2026 - 30.06.2027 г. дружеството предвижда нарастване на произведените количества електрическа и топлинна енергия с 61,25% или общо произведено количество електрическа енергия 4 939 MWh и 4 905 MWh топлинна енергия. Доколкото текущата ремонтната програма е изцяло свързана с работните часове на двигателя и произведените количества електрическа и топлинна енергия, то необходимите разходи за поддръжка и ремонт през новия регулаторен период са изчислени пропорционално на произведените мегавати електрическа и топлинна енергия, т.е. на часовете работа на двигателя.

Разходи за заплати и осигуровки – дружеството е посочило, че броят на персонала и разходите за заплати и осигуровки на работещите в ко-генерационната инсталация се запазват, като през новия регулаторен период е заложена единствено индексация на заплатите, респективно разходите за осигуровки, с темпа на нарастване на минималния осигурителен доход от 01.01.2026 г. от 550,66 евро (1 077 лв.) на 620,20 евро или с общо 12,63%. Дружеството счита, че предвид сравнително ниските нива на възнагражденията в бранша, на практика това ще е реалният темп на повишение на разходите за заплати и осигуровки.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – прогнозирани са в размер на 107 хил. евро.

Променливи разходи – за първата прогнозна година са посочени, както следва:

920 хил. евро при общи разходи за природния газ: 725,41 евро/knm^3, в т.ч.:

- цена на природен газ – 646,93 евро/knm^3;
- цена за пренос – 56,48 евро/knm^3;
- цена за достъп /капацитет/- 21,99 евро/knm^3;
- разходи за акциз на природен газ – 29 хил. евро

Останалите променливи разходи са изчислени от дружеството на база отчетените през предходния регулаторен период разходи за произведените 3 063 MWh. На тази база и предвид характера им на променливи разходи, същите за преизчислени и

прогнозирани на база прогнозно количество на произведена електрическа енергия през новия регулаторен период, а именно 4 939 MWh.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
2,43 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена на природния газ за новия регулаторен период е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 38,94 евро/MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната
мрежа: 5,24 + 2,04 = 7,28 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 46,22 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Нова Пауър“ ЕООД			
1. Справка № 2 – „РБА“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Оборотен капитал, хил. евро	180	144	-20,00%
2. Справка №4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, евро/knm^3	725,41	498,35	-31,30%

След извършените по-горе корекции са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Нова Пауър“ ЕООД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	193,09
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	70,95

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 1 264 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 1 208 хил. евро, от които условно-постоянни – 296 хил. евро и променливи – 912 хил. евро;

- Регулаторна база на активите – 711 хил. евро;
- Норма на възвръщаемост – 7,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 699 MWh.

27. „ОРАНЖЕРИИ-ПЕТРОВ ДОЛ“ ООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2026 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис.

„Оранжерии-Петров дол“ ООД е предложило, считано от 01.07.2026 г. преференциална цена на електрическа енергия – 175,01 евро/MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 363,45 евро/knm^3, (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 321 kcal/knm^3.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии-Петров дол“ ООД цена на електрическата енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	152,73	175,01	+14,59

Обосновката на „Оранжерии Петров дол“ ООД към заявление с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2026 г. е, както следва:

Производствена програма – предвижда се когенерационната инсталация да работи с натовареност от октомври до май от ценовия период за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжерии Петров дол“ ООД.

При така зададените параметри, прогнозната производствена програма на дружеството е посочена в Приложения, Таблица 1.

Инвестиционна програма – общата стойност на активите, участващи в РБА при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия за 2026 г., е в размер на -373 хил. евро (РБА = А – АМ). А = 216 хил. евро активи, в т. ч.: 179 хил. евро разходи за: закупуване на инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, състояща се от един когенерационен модул „MWM TCG 2020 V20“ и периферна система от компоненти към инсталацията; изработване на инвестиционен проект (работен и технически) за строеж на когенерационна централа на природен газ; присъединяване на независим производител на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД; система за омекотяване на водата; допълнителни СМР и др.; оборотен капитал – 37 хил. евро и амортизация за периода на използване АМ = 590 хил. евро.

Амортизационна програма – дружеството е посочило, че при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на регулаторната база на

активите за стойност на активите е взета прогнозната балансова (остатъчна) стойност на активите на дружеството.

Ремонтна програма – дружеството е заявило, че разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя съгласно програма за сервиз, превантивна и последваща поддръжка на когенераторния модул, при цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа – 19,70 евро/час.

Променливи разходи – разходи за природен газ, при цена на природния газ от 363,45 евро/knm³; разход за електроенергия – 49,60 хил. евро и разходи за акциз на природен газ – 27,48 хил. евро (89 560 GJ * 0,31 евро/GJ = 27 477 евро).

Условно – постоянни разходи – разходи за амортизации – 308 хил. евро; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) – 401 хил. евро; разходи за осигурителни вноски – 66 хил. евро и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 559 хил. евро, в т. ч.: материали за текущо поддържане – 487 хил. евро, застраховки – 17 хил. евро, данъци и такси – 2 хил. евро и други, описани в Справка № 1 – 53 хил. евро.

Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – „Оранжерии Петров дол“ ООД е посочило, че при изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. е използвана прогнозната капиталова структура на дружеството към 31.12.2024 г. на база погасителните планове, формирана от договори за кредит с банка. При собствен капитал в размер на 24 хил. евро и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5,3%, както и привлечен капитал в размер на 482 хил. евро при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 3,50%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 3,61% към 31.12.2025 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
2 MW.

<u>Образуване на цената</u>:

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

1.1. Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 401 хил. евро на 371 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.;

1.2. Осигурителните вноски и социалните разходи са коригирани от 66 хил. евро на 61 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г. ;

1.3. Материалите за текущо поддържане са коригирани от 487 хил. евро на 340 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена на природния газ за новия регулаторен период е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

3.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 - 2027 г., предоставена от дружеството;

3.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,66 евро/MWh;

3.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната
мрежа – 0,20 + 0,94 = 1,14 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 41,80 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Петров дол“ ООД			
1. Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Разходи за заплати и възнаграждения, хил. евро	401	371	-7,48%
Осигурителни вноски и социални разходи, хил. евро	66	61	-7,58%
Материали за текущо поддържане, хил. евро	487	340	-30,18%
2. Справка № 2 – „РБА“			
Оборотен капитал, хил. евро	37	259	+600,00%
3. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, евро/knm^3	363,45	448,97	+23,53%

След извършените по-горе корекции са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Петров дол“ ООД	**евро/MWh, без ДДС**
1. Преференциална цена на електрическата енергия	187,03
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	64,89

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 2 398 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 2 382 хил. евро, от които условно-постоянни – 1 158 хил. евро и променливи – 1 224 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 439 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 3,61%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 650 MWh.

28. „АЛТ КО“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-58-1 от 27.04.2026 г. за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 125,92 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Алт Ко“ ООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	Цена на енергията по ценови модел, утвърдена с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	Не е определяна	125,92	-

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 379,78 евро/knm^3, без ДДС.

„АЛТ КО“ ЕООД е представило следната обосновка:

През предходния регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. не е подавало заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин.

В заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин за новия ценови период са разработени следните справки и прогнози:

В Справка № 1 – „Разходи за производство“ са отразени разходите за ремонт (91 хил. евро), които са във връзка с договор за поддръжка, сключен с „Филтър“ ООД. В същата справка, в графа „*разходи за заплати*“ е посочен разход от 147 хил. евро.

Долната и горната работна калоричност на природния газ са изчислени като среднопретеглени, а цената на природния газ е съгласно Приложение № 2, също като среднопретеглена. Дружеството посочва, че са представени фактури за закупения природен газ за 2025 г. и месеците 01-04 на 2026 г. Дружеството не е участник в схемата на парниковите емисии, поради което количества емисии CO_2 не са отчитани и не са прогнозирани. Посочва се, че са приложени отчети за приходите от продажби на електрическа енергия съгласно Справки № 4 и № 6, като подробно са представени продажбите по търговски график от една страна, продажбите с отчитане на премията по чл. 33а от ЗЕ и съответните баланси „недостиг“ и „излишък“. Дружеството не продава топлинна енергия, доколкото използва произведената такава за собствени нужди – оранжерийно производство. Дружеството е приложило ГФО за 2025 г. и справки съгласно ЕССО. Посочва, че е в процес на приключване на финансовия одит към 31.12.2025 г., като не очаква да настъпят промени в представените балансовите стойности.

Прогнозната информация е изготвена съгласно ценообразуващите справки, при което:

- производствената програма е идентична с тази от предходния регулаторен период;

- разходите за текущ ремонт и поддръжка в размер на 91 хил. евро са приети съгласно договор работните часове на централата при индексирана цена съгласно договора;

- разходите за работна заплата са прогнозирани в размер на 157 хил. евро, като същите са увеличени спрямо предходния регулаторен период, което се дължи на увеличение на минималната работна заплата от страна на държавата, което неименуемо води до увеличаване на всички останали заплати;

- цената на природния газ е заложена каквато е била през предходния регулаторен период;
- предвидени са разходи „*граждански договор*“ в размер на 8 хил. евро за възнаграждение на специалист - пета категория;
- разходи за пренос на топлинна енергия не са предвидени.

По отношение изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, дружеството посочва, че централата подава цялата произведена топлинна енергия за отглеждане на растителна продукция в оранжерия и че централата практически няма „пренос“ на топлинна енергия, тъй като разстоянието между централата и консуматорите на топлина е малко, поради което в отчетите и прогнозите, свързани с предложението за преференциална цена, не са включени разходи за технологични загуби при пренос на топлинна енергия. Приложена е прогнозна информация за разпределение на произведената електрическа енергия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
1,85 MW.

<u>Образуване на цената</u>:
1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.
2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена на природния газ за новия регулаторен период е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.
2.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2026 г. – 2027 г., предоставена от дружеството;
2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,76 евро/MWh;
2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната
мрежа – 0,17+1,59 = 1,77 евро/MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.
Крайна цена на природен газ – 41,53 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Алт Ко“ ООД за следващия ценови период са следните:

„Алт Ко“ ООД			
1. Справка № 2 – „РБА“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Оборотен капитал, хил. евро	164	184	+12,20%
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, евро/knm^3	379,78	445,88	+17,40%

След извършените по-горе корекции са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Алт Ко“ ООД	евро/MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	142,48
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	20,34

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 1 628 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 1 567 хил. евро, от които условно-постоянни – 436 хил. евро и променливи – 1 131 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 1 325 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 875 MWh.

29. „ТЕЦ - БОБОВ ДОЛ“ АД

Дружеството е подало заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация. Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. преференциална цена на електрическа енергия – 191,74 евро/MWh без ДДС;

2. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 42,02 евро/MWh без ДДС;

3. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 17,89 евро/MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	176,83	191,74	+8,43
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	24,03	42,02	+74,86
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	11,01	17,89	+62,49

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без ДДС), както следва: цена на въглища – 74,16 евро/t, при калоричност 1 600 kcal/kg;

RDF – 14,32 евро/t, с долна работна калоричност 2 538 kcal/kg, друг вид гориво (ВЕИ) - 45,69 евро/t, с долна работна калоричност 3 500 kcal/kg и цена на мазут – 595,98 евро/t, при долна работна калоричност 9 500 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

За определяне на прогнозната информация дружеството е избрало за базисна година календарната 2025 г. Дружеството е предложило увеличение на разходите сравнимо с 2025 г. с около 10% , с изключение на разходите за горива, които са увеличени с 15%.

Инсталирана електрическа мощност - ТЕЦ Бобов дол е в експлоатация съгласно Лицензия № Л-094/21.02.2001 г. за дейността „производство на електрическа енергия“, с последно изменение от 30.10.2018 г. В справка № 7 (от Справки № 1-9) е посочена инсталираната електрическа мощност – три енергийни блока по 210 MW електрически и по 25 MW топлинни. Дружеството възнамерява да произвежда комбинирано електрическа енергия и топлоенергия с един от блоковете целогодишно.

Производствена програма - през новия регулаторен период дружеството предвижда понижаване на нивата на производство на топлинна енергия в размер с около 8% от отчетната 2025 г. за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и водна пара - дружеството планира отпусната от съоръженията топлинна енергия през новия ценови период да бъде в размер на 224 221 MWh с гореща вода и 442 368 MWh с водна пара. Тъй-като потребителите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, в прогнозата не са включени технологични разходи по пренос.

Производство на електрическа енергия - цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период, произведена от енергийния блок, който работи в топлофикационен режим, дружеството е изчислило съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия издадена от Министерство на икономиката и енергетиката, и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство ВЕКП.

Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блока в топлофикационен режим е 1 560 000 MWh бруто, като в това число и 308 265 MWh високоефективна, произведена съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди - процентното отношение на електрическата енергия за собствени нужди на топлофикационния блок е определена на 13,50%, което съответства на отчитаните до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма (отчет и прогноза) - дружеството отбелязва, че целта на тези ремонти е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, с допускането на компромис, че забавянето на подмяна на нагревни повърхности води до повишаване на аварийността. Ремонтите по електрофилтрите и сероочистващите инсталации е свързано с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период дружеството предвижда ремонтна програма на стойност 10 307 хил. евро.

Инвестиционна програма - дружеството посочва, че е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период. През предстоящия период в „ТЕЦ - Бобов дол“ АД планира да извърши рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващо основните ремонти подобряване ефективността на

общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум се включва горивната уредба на котлите, обследване състоянието на метала на барабана, колектори, тръбопроводи на котлите, елементи на парните турбини и подмяна на такива с изчерпан технически ресурс. Ориентировъчната стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 39 000 хил. евро за цялата централа.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2025 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията възлиза на 100 231 хил. евро.

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване, съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

Оборотен капитал – оборотният капитал за производство е в размер на 21 476 хил. евро.

Норма на възвръщаемост - използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2025 година. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,14%, а изчислената обща НВ е 9,85%, без увеличение.

Условно-постоянни разходи – изчислени са до размер на 15% инфлация.

Разходи за амортизации – посочено е, че съгласно изискванията на чл. 31.1.б. от Указанията-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ - Бобов дол“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. разходите за амортизации са увеличени с 10% спрямо отчетната 2025 г. и са в размер на 7 922 хил. евро.

Разходи за работна заплата и осигуровки - за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. необходимите разходи са 17 697 хил. евро разходи за заплати и 4 635 хил. евро за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същото както е в края на 2025 г. В прогнозата е отчетено 10% увеличение на заплатите на служителите в съответствие с тенденциите в Р България.

Разходи пряко свързани с дейността по лицензиите - всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото подобрение на работните условия на персонала на дружеството дава своето отражение като увеличение на разходите за горива за автотранспорт, за служебни карти за пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т. н. Дружеството счита, че отчетеният от НСИ ръст на инфлацията също ще доведе до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Разходите за работно облекло са заложени според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи - в променливите разходи се включват горива за производство, гориво за разпалване - мазут, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансираща електроенергия, разходи за консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоползване, купена електрическа енергия, депониране на пепелина и др. Дружеството посочва, че

всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво - за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. дружеството планира горивният микс за топлофикационния блок в „ТЕЦ - Бобов дол“ АД да се състои от въглища, доставяни от „НОМАД ЕНЕРДЖИ КЪМПАНИ“ ЕООД, „ХИЙТ ЕНЕРДЖИ“ ООД и „ТИБИЕЛ“ ЕООД с качествени показатели оптимални за производствения процес със среднопретеглена цена от 74,16 евро/тон, франко ТЕЦ, биомаса при цена на доставчика 45,69 евро/тон и RDF модифицирано гориво от отпадъци с цена 14,32 евро/тон.

Дружеството е приложило справка за отчетна средна цена на горивен микс за периода м. 01 – м. 12.2025 г. (Приложение № 2).

Гориво за разпалване – мазут – разходите за мазут са изчислени при цена 595,98 евро/тон.

Разходи за консумативи - за новия ценови период дружеството планира разходи за консумативи в размер на 1 472 хил. евро, като посочва, че при разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии;

Квоти за емисии на парникови газове - производственият процес е свързан с изгарянето на въглища, биомаса, отпадъци и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитират парникови газове. Заради изгаряните въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Основната суровина, която дружеството използва за производството на електрическа енергия са въглища. Принудено от постоянно нарастващите цени на емисии на борсата, дружеството е предприело стъпки към изгаряне на биомаса, с цел намаляване на емитираните количества.

Емитираните количества въглероден диоксид за новия ценови период са изчислени по утвърдения формуляр за годишното докладване на емисии от ИАОС към МОСВ, в който са нанесени количество въглища, отпадъци и мазут и изчислени емисии на база постигнатите показатели по верифициран годишен доклад за 2025 г., EF за въглища 82,64 т.CO_2/TJ и фактор на окисление 95,08%, за мазут EF 77,40 т.CO_2/TJ и фактор на окисление 100% и за отпадъци 84,70 т.CO_2/TJ и фактор на окисление 100% с фракция на биомаса в отпадъците от 74,8%. Така общото прогнозно количество въглероден диоксид което се очаква да емитира топлофикационния блок на централата е изчислено на 697 266 t. CO_2. Безплатни квоти по чл. 10а и чл. 10в за новия ценови период не са разпределени.

Разходите за закупуване на квоти за емисии за прогнозния период са на база планираните количества горива, които са необходими за изпълнение на производствената програма и са изчислени при цена от 81,35 евро/тон CO_2.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 630,00 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

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

1.1. Други разходи - разлика в цена квоти Отчетни данни/план 2026 г./2025 г. са коригирани от 8 949 хил. евро на 0 евро.

1.2. Прогнозни емисии CO_2 – 697 266 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 75 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 75 евро/t **X** 697 266 t = **52 295 хил. евро.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са: 6 000 t мазут, RDF 20 000 t, 1 281 000 t въглища и 527 000 t ВЕИ, съгласно заявеното от дружеството.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. Справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е изчислена съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ и т. 3 от общия подход, Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	747 458
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	70,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	75,05
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. евро	-3 774,66

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ТЕЦ - Бобов дол“ АД за следващия ценови период са следните:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД			
	Предложение	**Корекция**	**Изменение**
1. Справка 1 – „Разходи“			
Други разходи, хил. евро	8 949	0	-100%
Разходи за емисии парникови газове (CO_2), хил. евро	56 723	52 295	-7,81%
2. Справка 2 – „РБА“			
Оборотен капитал, хил. евро	21 476	29 618	+37,91%
3. Справка № 3 – „Норма на възвръщаемост“			
Норма на възвръщаемост на собствения капитал, %	9,00	7,00	-33,30%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД	**евро/MWh,**

	без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	182,25
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	60,11
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	30,64
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	14,02

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 253 203 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 244 869 хил. евро, от които условно-постоянни – 46 389 хил. евро и променливи – 198 480 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 108 374 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 7,69%;
- Количество електрическа енергия – 1 349 400 MWh:
  - от високоефективно комбинирано производство – 308 265 MWh;
  - от невисокоефективно производство – 1 041 135 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 35 040 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 442 368 MWh.

30. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-71-5 от 06.04.2026 г., с което е предложило преференциална цена на електрическа енергия в размер на 841,83 евро/MWh, без ДДС.

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

Показатели	Цени на енергията по ценови модел, утвърдени с Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., без ДДС, евро/MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г., без ДДС, евро/MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4 = (к.3-к.2)/к.2*100
Преференциална цена на електрическата енергия	221,58	841,83	+279,92

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 632,40 евро/knm^3 (без ДДС, при долна работна калоричност
8 100 kcal/knm^3).

Във връзка с необходимостта от извършването на регулаторен преглед, съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 41 от НРЦЕЕ и чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо с изх. № Е-14-24-4 от 15.04.2026 г. на „Топлофикация Петрич“ ЕАД са дадени подробни указания да представи отчетна информация за 2025 г. и прогнозна информация за новия ценови период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. ведно с необходимите документи. С писмо с вх. № Е-14-24-4 от 04.05.2026 г. „Топлофикация Петрич“ ЕАД е представило в КЕВР изисканите данни и документи.

„Топлофикация Петрич“ ЕАД е представило следната обосновка:

Ценообразуващи елементи през регулаторния период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.:

Производствена програма – прогнозна работа на ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ3 и ТЕЦ4, в структурата на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, е предопределена от нуждите на основните клиенти на дружеството, потребители на топлинна енергия. В Приложение № 9 „Спецификация“ от предложения ценови модел, дружеството е заложило топло-електрическите централи да работят основно в периода м. октомври 2026 г. – м. април, 2027 г., т. е. през зимния период, а най-натоварени са месеците декември 2025 г. – март 2026 г., като са възможни леки отклонения в производствената програма в случай на непредвидени климатични отклонения от нормалните за съответните периоди.

Дружеството е планирало през новия ценови период да произведе 76 989 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода и да реализира 66 927 MWh електрическа енергия.

Регулаторна база на активите - в регулаторната база на активите участват всички активи, присъщи на едно топлофикационно дружество, а именно: ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ3 и ТЕЦ4 с прилежащите им системи; котелни централи на природен газ и резервно гориво и топлопреносна мрежа.

За целите на регулирането дружеството е приело срок на амортизиране на активите, включени в регулаторната база на активите – 15 години, за които е приело 4% годишна амортизационна норма. На тази основа са изчислени разходите за амортизации за новия регулаторен период, както и натрупаните към момента амортизации. Дружеството е представило амортизационен план за регулаторни нужди.

През новия регулаторен период, дружеството предвижда основен ремонт или подмяна на по-голяма част от генераторите поради достигане на максималните моточасове работа на двигателите. Към момента дружеството е набавило оферта за закупуването на нови двигатели с аналогични показатели, както и обсъжда вариант с доставчика за извършване на основен ремонт и удължаване живота на когенерационните инсталации с още 60 000 моточаса,

Към настоящия момент в дружеството са инсталирани два когенератора за работа през новия регулаторен период, които да бъдат предоставени под наем с опция за закупуване за следващия регулаторен период.

В Справка „Регулаторна база на активите“, активите на „Топлофикация Петрич“ ЕАД са разпределени в зависимост от тяхното участие за:

- производство на електрическа енергия;
- общи за производство на топлинна и електрическа енергия;
- производство и пренос на топлинна енергия.

Норма на възвръщаемост на капитала - в справка „Норма на възвръщаемост на капитала“ е отразена капиталовата структура към предходен регулаторен период, за да се избегне аномалията от чисто счетоводното напълно амортизиране на активите, и която амортизация, директно се отнася в загуба и изкривява стойността на собствения капител на дружеството, инвестиран в производството на топлинна и електрическа енергия. Съгласно представения ценови модел (справка № 3) собственият капитал е 13 500 хил. евро., привлечения капитал е 8 000 хил. евро.

Дружеството посочва, че към 30.06.2024 г. прогнозното салдо на дължимата главница е 16 266 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е на ниво от 7,00%, прието и утвърдено от КЕВР. Съгласно приетите от КЕВР указания, нормата на възвръщаемост за новия регулаторен период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. е 6,37%.

Разходи за производството на електрическа и топлинна енергия

Разходи за амортизация - предвидените разходи за амортизация през новия регулаторен период са в размер на 840 хил. евро. През изминалия регулаторен период дружеството не е начислявало амортизация на машини, оборудване и съоръжения на ко-генерационната централа поради неосъществяване на дейност.

Разходи за ремонт - в ремонтната програма са планирани необходимите разходи за основен ремонт на всички 6 броя газобутални двигатели с прилежащите им генератори и съпътстващи съоръжения – ел. инсталации, топлообменници и пр. За всеки ТЕЦ дружеството е предвидило средно 1 500 хил. евро на база необходими дейности за изпълнение и събрани оферти.

Разходите за ремонт са разпределени на база участието на активите в съответното производство – електрическа енергия (генератори, ел. съоръжения към него и прилежащите им връзки), топлинна енергия (топлообменници, помпи и пр.) и общи за двата продукта (двигатели с прилежащите им съоръжения и връзки).

Заплати и осигуровки - дружеството не предвижда увеличение на броя на персонала, работещ в „Топлофикация Петрич“ ЕАД. Заложените през новия регулаторен период разходи за заплати и осигуровки отразяват единствено тяхното увеличение направено в началото на годината.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности - общата стойност на прогнозираните разходи, пряко свързани с регулираните дейности през новия регулаторен период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г., са в размер на 69 000 хил. евро., като в тях са включени необходимите разходи за функциониране на дейността на база отчетни разходи по съответните направления и въз основа на направената производствена програма.

Основните пера в разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са както следва:

- материали за текущо поддържане – 300 хил. евро;
- разходи за застраховки и разходи за данъци – 100 хил. евро;
- разходи за абонаментно поддържане на ТЕЦ 1, ТЕЦ 2, ТЕЦ 3 и ТЕЦ 4 – 1 500 хил. евро;
- проверка на уреди – 30 хил. евро;
- въоръжена охрана – 35 хил. евро;
- недовзет приход от предходен регулаторен период присъден от съда – 65 000 хил. евро, изчислен на база непокрити, признати от КЕВР разходи;
- други разходи – 84 хил. евро;

Променливи разходи

Прогнозните променливи разходи за новия регулаторен период, са резултат и отговарят напълно на определената производствена програма на 4-та ТЕЦ-а в структурата на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, а именно:

- разход на природен газ - 12 901 хил. евро при цена на природния газ в размер на 753,72 лв
- разходи за вода – 100 хил. евро;
- разход за ел. енергия – 140 хил. евро;
- разходи за консумативи – 400 хил. евро, включващи необходимите разходи за масла, реагенти, смяна на свещи и пр.);
- разходи за външни услуги – 100 хил. евро.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 15,584 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

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

Основният ремонт на газобутални двигатели е с инвестиционен характер и следва да се отрази в увеличение на ДМА – участващи в регулирането, след като бъде извършен. Съгласно т. 18 от Указания – НВ, разходите за ремонт включват сумата на текущите разходи, без разходи, които увеличават стойността на активите за различните дейности и съответно продукти и разходи. Разходите за ремонт не са елемент от останалите видове разходи.

- Посоченото от дружеството задължение в размер на 65 000 хил. евро не се признава като ценообразуващ елемент.

- Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 650 хил. евро на 120 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

- Осигурителните вноски и социалните разходи са коригирани от 300 хил. евро на 40 хил. евро, на ниво отчет за 2025 г.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ са извършени следните корекции:

- Количество закупени емисии CO_2 не се признава, тъй като дружеството не закупува квоти емисии (CO_2).

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци:
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 37,90 евро/MWh;
3. Пренос – 0,70 евро/MWh;
4. Достъп – 5,95 евро/MWh;

Крайна цена на природен газ – 44,55 евро/MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация Петрич“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация Петрич“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи за производство“:	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение, %**
Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. евро	6 300	300	-95,24%
Разходи за заплати и възнаграждения, хил. евро	650	120	-81,54%
Осигурителни вноски и социални разходи, хил. евро	300	40	-86,67%
Допълнително добавена от дружеството позиция 5.25., Задължение, хил. евро	65 000	0	-100%
Разходи за закупени емисии парникови газове (CO_2), хил. евро	2 142	0	-100%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са изчислени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация Петрич“ ЕАД	**евро/MWh, без ДДС**

1. Преференциална цена на електрическата енергия	195,75
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	73,61

Ценообразуващи елементи на изчислената цена:

- Необходими годишни приходи – 17 609 хил. евро, в т. ч.:
  - Разходи – 16 886 хил. евро, от които условно-постоянни – 5 725 хил. евро и променливи – 11 161 хил. евро;
  - Регулаторна база на активите – 11 356 хил. евро;
  - Норма на възвръщаемост – 6,37%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 66 927 MWh.

Изказвания по т.2.:

Докладва Б. Паунов. В Комисията за енергийно и водно регулиране са постъпили заявления за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от тридесет дружества. Сформираната работна група е изискала с писма допълнителна информация по отношение на подадените заявления. Направен е анализ на финансовото състояние на дружествата в сектор „Топлоенергетика“ за 2025 г., въз основа на годишните финансови отчети, предоставени в КЕВР. В доклада са формирани в две групи. Едната група е за финансовите резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за битови нужди през 2025 г. и втората група с топлинен товар за небитови нужди. В доклада е описан общият подход, въз основа на който са направени съответните корекции при прилагане метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“. Следва да се отбележи, че при формиране на цените е ползвана прогнозна цена на природния газ за новия ценови период от 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. на база количества, които са осигурени по договора за доставка от Азербайджан, като останалото потребление на клиентите в страната е планирано да се осигурява от количества при цена на фючърсите на нидерландската платформа. За новия ценови период, като прогнозни данни за цените за емисиите са ползвани данни от официалния уебсайт на Intercontinental Exchange и е приета прогнозна цена от 75 евро/t. По отношение на прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за определянето са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса, които независимо от недостатъците на ликвидност, при пресмятане на стойностите от платформата са взети и тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа.

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е 122,14 евро/MWh. В доклада надлежно са описани образуване на цените на топлинната и електрическа енергия, произведена по комбиниран начин и премиите за електрическа енергия за новия ценови период. По особеното в доклада от тази година и това, което трябва да се отбележи е, че заявителят „Декотекс“ АД, на който миналата година не е определена цена на електрическата енергия, отново е подал заявление, но в случая трябва да се отбележи, че материалноправната норма на чл. 30, ал. 4 от Закона за енергетиката определя, че Комисията не регулира цените за продажба на топлинна енергия и не определя цени по чл. 33, ал. 1 и ал. 2 и премия по чл. 33а на производители, които съгласно одитираните годишни финансови отчети за някоя от предходните три календарни години имат общи годишни приходи над 5 000 000 лв. и приходите им от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на

топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, освен ако тези производители осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или използват 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция. С оглед на това Комисията не следва да определя на „Декотекс“ АД цени на енергия и премия по чл. 33а от Закона за енергетиката за регулаторния период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. 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, работната група предлага Комисията:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да определи дата, час и място на провеждане на открито заседание за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи по търговска регистрация заявителите.

Пл. Младеновски установи, че няма желание за изказвания от страна на членовете на Комисията и насрочи открито заседание на 09.06.2026 г. от 10.00 часа. Срок за представяне на становища до 15.00 часа на 09.06.2026 г. Насрочване на закрито заседание за приемане на проект на решение на 09.06.2026 г. от 16.00 часа. Насрочване на обществено обсъждане на 12.06.2026 г. от 10.00 часа. Определяне 14-дневен срок за представяне на становища след общественото обсъждане.

Председателят подложи на гласуване проекта на решение.

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 ЗЕ, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2026 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 09.06.2026 г. от 10:00 ч., в зала IV в сградата на КЕВР, на което да бъдат поканени лицата, представляващи по търговска регистрация заявителите, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

3. Докладът, датата и часът на провеждане на откритото заседание да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

4. Определя срок за предоставяне на становища – до 15.00 часа на 09.06.2026 г.

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 09.06.2026 г. от 16.00 часа.

6. Насрочва обществено обсъждане на 12.06.2026 г. от 10.00 часа.

7. Определя 14-дневен срок за представяне на становища след общественото обсъждане.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за”** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев - за, Таско Ерменков - за), от които **два гласа** (Благой Голубарев и Таско

Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията разгледа доклад относно **утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонента от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“.**

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 фючърсните и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни 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 фючърсните 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[8] (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.

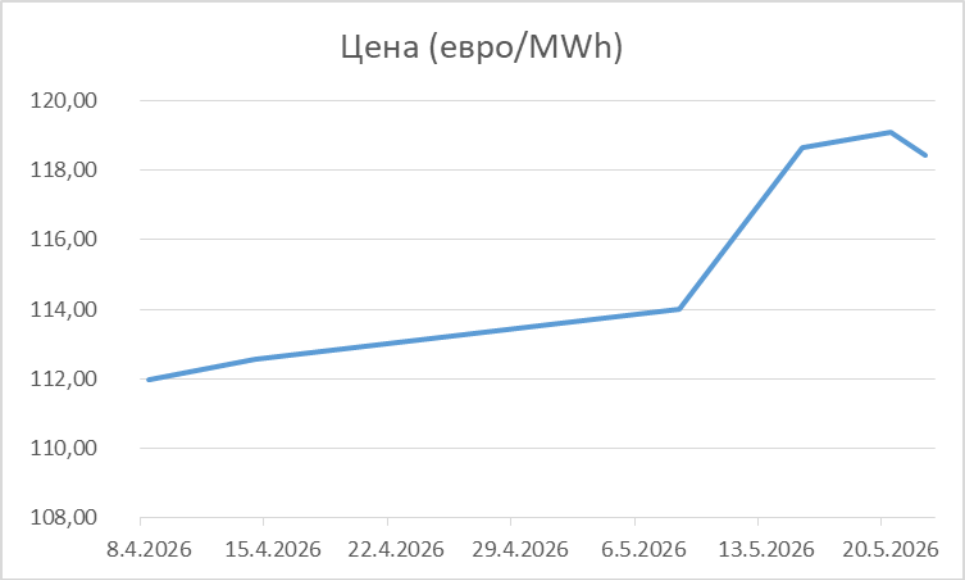
	Период	Цена (евро/MWh)[9]
1	Q3 2026	122,25
2	Q4 2026	137,15
I	***H2 2026***	***129,70***
1	Q1 2027	130,71
2	Q2 2027	83,64
II	***H1 2027***	***107,18***
III	**Средна цена за периода**	**118,44**

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.

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

[9] *Данните са към 22.05.2026 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	Постигната среднопретеглена цена	108,24 евро/MWh
3	Групов коефициент Kt (р.2/р.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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**119,76 евро/MWh**

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 (р.2/р.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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**122,40 евро/MWh**

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

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – 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 (р.2/р.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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**122,14 евро/MWh**

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-централа 1), „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 (р.2/р.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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**70,29 евро/MWh**

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 (р.2/р.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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**115,66 евро/MWh**

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

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

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	103,14 евро/MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	118,21 евро/MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**130,79 евро/MWh**

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	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.1*р.2)**	**115,78 евро/MWh**

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:

1) 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;

2) 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;

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

4) 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;

5) 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;

6) 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;

7) 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 XBID 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 нето.

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:

1) 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;

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

3) 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;

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

5) 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;

6) 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;

7) 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 среднопретеглена 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 плановете 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 компенсиране 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

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти				
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
6	**Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС**	**евро/MWh**	**0,22**	**0,18**

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 компенсиране 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.

Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия		
Позиция	**Необходими приходи**	**Количества**
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:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
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	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**евро/MWh**	**2,54**	**2,11**

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 диспечиране във връзка с балансиране и др. Тази цена се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите с динамично променяща се генерация за съответния регулаторен или ценови период, като размерът на необходимите годишни приходи на тази цена се увеличава с дела на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация по чл. 26, ал. 2, изр. второ от НРЦЕЕ.

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

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

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

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация				
№	**Позиция**	**Мярка**	**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
6	**Цена за достъп**	**евро/MWh**	**3,06**	**2,64**

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:

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
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 необходими 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 необходими 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 необходими 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 необходими 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 = Р + (РБА * НВ),*

където:

НП – необходими годишни приходи;

Р – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

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

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, 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 (И) 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 неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно

представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за прогнозни и отчетени количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп 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:

„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	0,00390	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./kW/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 произведението 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

Изходните 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 заявения 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 делът 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 диспечиране, 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. *(И1)***	**2025 г. *(И2)***	**2026 г. *(И3)***
		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, An	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	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първите 2 години на регулаторния период ((р. 5-р.6)*6,998%+(р.7-р.8))*2**	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:

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

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 249 235 хил. евро;

$П_{отч.}$ – 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.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 961 001 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – 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.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,90 евро/MWh;

– $Ц_{тр.}^{1}$ – 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:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
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

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
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 (р.4*р.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	**Необходими годишни приходи, хил. евро (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**262 140**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**10 429 802**

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 произведението 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. *(И1)***	**2025 г. *(И2)***	**2026 г. *(И3)***
		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, An	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	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период (р.5-р.6)*6,998%+(р.7-р.8)**	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:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1 - ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1 - ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm P_t$$

$$-2$$

където:

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

$П_{отч.}$ – 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.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 611 515 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – 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.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,90 евро/MWh;

– $Ц_{тр.}^{1}$ – 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 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;

$Р_{t-2}$ – (минус) -477 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 „Електроразпределение Юг“ ЕАД, са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
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 Z, хил. евро	- 16 503

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. евро	914
10	**Необходими годишни приходи, хил. евро (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**222 004**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**8 611 515**

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,

необходими 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 произведението 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

Изходните 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. (*И1*)	2025 г. (*И2*)	2026 г. (*И3*)
		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, An	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	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата и втората година на регулаторния период ((р.5-р.6)*6,998%+(р.7-р.8))*2**	-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:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - \frac{Е_{прог.}}{-2} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1 - ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1 - ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm P_t$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 148 949 хил. евро;

$П_{отч.}$ – 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.;

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

$Е_{отч.}$ – 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.;

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

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,90 евро/MWh;

– $Ц_{тр.}^{1}$ – 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 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_{t-2} – (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_{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 „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 (р.4*р.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 (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.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,**

необходими 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

Изходните 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.** ***(И1)***	**2025 г.** ***(И2)***	**2026 г.** ***(И3)***
		отчет	**отчет**	**план**
1	Инвестиции – общо	105	158	108

2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3	0	0
3	Нетна амортизация, An	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:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.*} \frac{ТР_{одоб.}\%}{1 - ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.*} \frac{ТР_{одоб.}\%}{1 - ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm P_t$$

$$-2$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 1 554 хил. евро;

$П_{отч.}$ – 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.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 57 755 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – 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.;

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

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,90 евро/MWh;

$–Ц_{тр.}^{1}$ – 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 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:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
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	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**1 870**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**62 310**

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,**

необходими 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:

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.															
№	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.			ФСЕС	Разлика	**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	**-15 488**
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	**1 816**
3.	5% вноска по чл. 36е от ЗЕ			48 797	48 797			32 299	24 282			8 779	8 779	15 736	**8 046**
4.	**Общо**				**432 736**				**339 186**				**104 555**		

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 снабдители	11 092	5 671
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_2 & NOx Модернизация и БРЕФ инвестиция	57 509	29 404
5.	**Общо**	**136 891**	**69 991**

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 обществения 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

	Натрупан ценови дефицит в НЕК ЕАД за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г.	**хил. лв.**	**хил. евро**
10.	Некомпенсирани разходи за регулаторния период 2018 г. – 2019 г. за по-голямо количество произведена електрическа енергия и разполагаемост на „Ей И Ес -ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	13 054	6 674
11.	Некомпенсирани разходи от по-високи цени на CO_2 квоти през регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	32 523	16 629
12.	Некомпенсирани разходи от по-големи количества електрическа енергия и по-високи цени на CO_2 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
	ОБЩО	**2 461 300**	**1 258 443**

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, предхождащ 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 EEX 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	**Общо ВИ**	**233 668**

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.		
I.	**Приходи**	**1 322 367**
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
II.	**Разходи**	**-1 322 367**
1.	**Разходи за производители от ВИ**	**-257 994**
1.1.	*Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от ВИ*	*-233 668*
1.2.	*Компенсация на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ под 500 kW*	*-24 326*
2.	**Разходи за производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**-460 566**
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 снабдители за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия*	*-966*
3.	**Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ**	**-5 113**
4.	**Разходи за предходни регулаторни периоди**	**-21 411**
5.	**Разходи на ФСЕС по програми на Министерски съвет**	**-236 785**
6.	**Средства на ФСЕС за компенсации по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от ЗЕ**	**-340 498**

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 компенсиране 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 компенсиране 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	**Базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh (р.1-р.2)**	**13 861 833**	**74,54**	**1 033 210**

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), индексиран 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, индексиран 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, индексиран 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 обоснованост, 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:

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

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.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КРАЙНИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2026 г. *(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%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**2,99%**

Изказвания по т.3.:

Докладва Юл. Стоянов. Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от ЗЕ Комисията осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон, като понастоящем това са цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи, както и „цената за задължения към обществото“. По силата на същата разпоредба КЕВР определя базова стойност на електрическата енергия, която битовият краен клиент 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. За целите на остойностяването на разходите на операторите на електрически мрежи за покриване на технологични загуби, респективно на цените за пренос през мрежите, както и 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 за

съответните мрежови оператори и групи производители. По отношение на прогнозната пазарна за базов товар, същата е определена в размер на 114,11 евро/MWh при съобразяване с цените на фючърсите на EEX, геополитическата обстановка и по-конкретно военният конфликт между САЩ и Израел с Иран, както и при отчитане на местните специфики, в т.ч. ръстът на въведените в експлоатация соларни мощности, най-вече ускореното внедряване на съоръженията за съхранение на електрическа енергия, което намалява значението на цената на природния газ и същата поне през топлите месеци на годината вече не е с дългогодишно къси, огромна значимост и влияние при определянето на клиринговата цена на националната борса. Изчислени са съответните коефициенти съгласно чл. 37б от НРЦЕЕ за календарната 2025 година, въз основа на данни от системата MMS, администрирана от ЕСО ЕАД. Симулирано е участие на групите производители/оператори на мрежи. По този начин са изчислени прогнозните пазарни цени.

По отношение на цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа не се наблюдават значителни изменения спрямо досегашните нива. Цената за достъп за крайни клиенти се запазва. Цените за достъп за производители намаляват. При тези от слънце и вятър – с около 6%, а при другите с около 2%, като леко увеличение с около 5% имат при цената за пренос. В тази връзка при изчисленията традиционно част от УПР са признати на ниво отчет през базисната година. Приложена е корекция на необходимите приходи на цените за достъп поради реализирането на финансови излишъци на балансиращия пазар, както и е запазена 3% нормата на възвръщаемост на преносния оператор.

Отчита се известен ръст и е признат малко по-голям размер на технологичните загуби по преноса, вероятно поради все по-интензивната и мащабна работа на съоръженията за съхранение на електрическа енергия

Пл. Младеновски обърна внимание, че над 2,3% е същият, просто са променени количествата. Същият е процентът на технологични загуби, по-висока е цената заради по-високият коефициент.

Юл. Стоянов се коригира, че е количества, а не размер. Признати са по-големи количества. По отношение на електроразпределителните дружества, същите са в третата година от регулаторния период и при утвърждаването на техните цени са извършени предвидените в Наредбата за регулиране на цените корекции, а именно с инфлация за предходната календарна година, с разлика между планирани и извършени инвестиции и с фактора Z. Като цяло измененията в цените, без значение дали в посока увеличение, или намаляване, са незначителни. Единственото изключение е „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, но то е много специфично дружество. За пореден път работната група не е възприела предложеното от всички дружества утвърждаване на цена за достъп на битови клиенти на база фиксирана постоянна компонента, като мотивите са многократно коментирани.

Направените искания на НЕК ЕАД за признаване на допълнителни компенсации не само за предходния, но и за по-стари регулаторни периоди, са счетени за неоснователни със съответни аргументи в доклада.

По отношение на цената за „задължения към обществото“, поради изтичането на споразумение за изкупуване на електрическа енергия с ТЕЦ Марица Изток 1, за първи път в разходите на Фонда не са предвидени компенсации за тази централа, по-скоро за НЕК ЕАД във връзка със споразумението с тази централа. Предвидени са средства за компенсации за битовите клиенти на крайните снабдители в размер на около 340 млн. евро. Тъй като приходите и разходите на Фонда са балансирани, цената следва да се утвърди в размер на 0 евро/MWh.

Изчислена е базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовите клиенти ще заплащат от 01.07.2026 г. в размер на 74,54 евро/MWh за цялото потребено количество електрическа енергия, което е прогнозирано в размер на 13 861 833 MWh при съобразяване с наличните средства за компенсации във Фонда и при отчитане на постигнатата от крайните снабдители цена на закупените продукти с отклонение на пазарен сегмент „Двустранни договори“, механизъм „Търгове – краен снабдител“, покриващ почти 100% от прогнозното потребление на клиентите. Постигнатата цена е в размер на 99,10 евро/MWh.

По отношение на определяне на компонента от цената на крайния снабдител, и за новия период е използван единен подход, според който в компонентата не са включени разходи за енергийна ефективност и за несъбираеми вземания. Мотивите са обсъждани многократно и такива разходи никога не са включвани досега. Съгласно чл. 37д, ал. 6 от НРЦЕЕ компонентата не може да надвишава размера на компонентата, определена за предходния регулаторен период (4,95 евро/MWh), индексиран с инфлационен индекс за предходната календарна година на основата на данни от Националния статистически институт. Максимално допустимият размер на компонентата е изчислен в размер на 5,18 евро/MWh. Този размер се предлага и от работната група.

Съгласно чл. 32, ал. 2, т. 3 от ЗЕ Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури на базовата стойност по арг. на 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, образува цената, която битовият краен клиент ще заплаща, считано от 01.07.2026 г. в размер на 79,72 евро/MWh. На тази цена е направена тарифна структура, посочена в таблица. Тази тарифна структура включва три скали – дневна, нощна и една скала, както е досегашният модел. В края на доклада в таблица е обобщено изменението на общите цени на електрическата енергия за битови крайни клиенти от 01.07.2026 г. спрямо досегашните цени, които са заплащали крайните битови клиенти.

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, работната група предлага 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.

Пл. Младеновски за яснота подчерта, че технологичният разход е намален като количества през тази година. Причината за увеличаване на разходите за технологичен разход са в по-високата цена, тъй като коефициентът, който излиза и КЕВР няма контрол върху него, е просто по-висок спрямо миналата година. Така че прогнозната им пазарна цена се вдига, но по-малките количества през изминалата година количествата, върху които са изчислени за технологичен разход са 769 хил. MWh, докато тази година са 748 404 MWh, така че намалява технологичният разход, но увеличението на прогнозната пазарна цена и това на коефициента за самото дружество увеличава разходите за технологични разходи. Те са една прогнозна стойност. Като се

приложи корекцията по чл. 27а от Наредбата, тогава се отчита реалната стойност за предходния ценови период и съответно дружеството връща или получава допълнителни средства за технологични разходи, защото както и при ЕРП-та това е един разход, който би следвало да бъде напълно покриван.

Т. Ерменков благодари за добрата работа на експертите и обърна внимание, че в цялата тази сложна обстановка, която престои, с всичките неопределености, които има в държавата по отношение на енергетиката в световен мащаб и Комисията като част от тази система, увеличението на цените за битовите потребители е средно 2,99%, като най-голямо е увеличението за ЕВН – 3,24%, а най-малко за ЕнергоПро - 2,38%. По средата са „Електрохолд Продажби“ ЕАД - 3,11%. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е специфично дружество. Т. Ерменков обърна внимание, че експертите от работната група са си свършили прекрасно работата, а Комисията да регулира така отношенията, че да намира онези решения, които да гарантират, от една страна, сигурност на доставките и от друга страна, достъпност за битовия потребител до енергия. Увеличението на електроенергията дори не отговаря на увеличението на инфлацията за миналата година, по-ниско е. Т. Ерменков благодари на работната група за това, че са намерили онези резерви, с които Комисията е успяла да разработи такива цени, каквито наистина са достатъчно нормални. Цени, които биха могли да помогнат на потребителя да преодолее тежката икономическа обстановка наследена досега и нещата, които предстоят да се решават в една недобра бюджетна година.

Бл. Голубарев посочи, че потребеното количеството електрическа енергия е чувствително увеличено през този период и въпреки това на последната страница на доклада показва всичко това, което Т. Ерменков е казал. Бл. Голубарев даде пример със сметка от 30 евро (която за лятото е висока) увеличението е 90 цента.

Т. Ерменков каза, че тъй като тук става въпрос за прогнози, иска да обърне внимание, че миналата година са правени такива прогнози, които са се оказали изключително точни. Това още веднъж показва, че Комисията подхожда професионално и се придържа към обективните обстоятелства. Резултатите от работата на Комисията миналата година потвърждават, че подходът е правилен. Т. Ерменков се надява догодина Комисията да отчете същите резултати.

Пл. Младеновски обърна внимание, че увеличението от 2,99%, благодарение на работата на работната група, е щяло да бъде дори по-ниско, ако е нямало намалени приходи във Фонда вследствие на орязване на бройката квоти, които се получават от Европейската комисия. Понеже Фондът субсидира както електрическата енергия, така и топлинната енергия, за да може да се балансира бюджета на Фонда, се е наложило увеличение малко на базисната цена, която предупреди дори и това малко увеличение. В противен случай увеличението е щяло да е дори по-ниско. Но освен цената на електрическата енергия, е трябвало да се каже и нещо за топлинната енергия, въпреки нарастващата цена на природния газ, повишаването на цената на квотите, които са основен разход за дружествата от сектор „Топлоенергетика“, и там увеличението на топлинната енергия е едва съизмеримо с инфлацията – 4,6%. Знае се как се отразява повишението на цената на газа върху цената на топлинната енергия. Комисията е свидетел какви увеличения са поискали топлофикационните дружества на топлинната енергия, стигнали са до над 69%. В тези проценти не е била отразена реалната ситуация с фючърсите на газа, тъй като реално военният конфликт в Персийския залив е избухнал около времето, когато са се подавали заявленията, и все още и за дружествата е съществувала една неяснота по отношение на цената на природния газ. Вижда се, че тези високи стойности на пазара на газа са се запазили във времето, въпреки че всички са очаквали това нещо бързо да приключи и да бъде отворен Ормузкия проход, което да стабилизира цените, но се е стигнало до период, в който дори и при приключване на

конфликта, ще е необходимо технологично време за възстановяване на пазарите и за възстановяване на доставките и съответно за нормализиране на цените на международните борси на тази стока. Пл. Младеновски заключи, че и това изменение на цените на топлинната енергия е огромно постижение и се надява прогнозите да излязат правилни и догодина няма да има сериозен недовзет приход от топлофикационните дружества. Имало е такива периоди в миналото, но Комисията следва освен да отразява механично цените на борсовите пазари, да осигурява и баланс между интересите на потребителите и на дружествата в сектора.

Пл. Младеновски прочете график за провеждане на заседания по процедурата за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2026 г., както следва:

- Насрочване на открито заседание на 09.06.2026 г. от 10.40 часа.
- Срок за представяне на становища до 15.00 часа на 09.06.2026 г.
- Насрочване на закрито заседание за приемане на проект на решение на 09.06.2026 г. от 16.00 часа.
- Насрочване на обществено обсъждане на 12.06.2026 г. от 10.40 часа.
- Определя 14-дневен срок за представяне на становища.

Пл. Младеновски установи, че няма други изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

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, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 09.06.2026 г. от 10:40 ч., в зала IV в сградата на КЕВР, 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. Докладът, датата и часът на провеждане на откритото заседание да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

4. Определя срок за предоставяне на становища – до 15.00 часа на 09.06.2026 г.

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 09.06.2026 г. от 16.00 часа.

6. Насрочва обществено обсъждане на 12.06.2026 г. от 10.40 часа.

7. Определя 14-дневен срок за представяне на становища след общественото обсъждане.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за”** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев - за, Таско Ерменков - за), от които **два гласа** (Благой Голубарев и Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията разгледа доклад относно **утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.**

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт. В тази връзка Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ (ДП НКЖИ) е подало заявление с вх. № Е-13-147-4 от 31.03.2026 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

В Регламент за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията от 12 юни 2015 година относно реда и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга (Регламент за изпълнение 2015/909) са уредени редът и условията за изчисляване на преките разходи за извършването на влаковата услуга. Според посочения регламент ДП НКЖИ следва да прилага такси за минимален достъп до железопътната инфраструктура, които се определят на равнището на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. Преките разходи за цялата мрежа се изчисляват като разликата между, от една страна, разходите за предоставяне на услугите от пакета за минимален достъп и за достъп до инфраструктурата, която свързва обслужващи съоръжения, и от друга страна, недопустимите разходи (чл. 3, пар. 1 от Регламент за изпълнение 2015/909). Като преки разходи, които следва да се включат в пакета за минимален достъп съгласно Регламент за изпълнение 2015/909, се определят разходите за поддръжка и ремонт на контактната мрежа, без разходите за амортизации на контактната мрежа, разходите за механизация и разходите за персонал, свързан с експлоатацията на контактната мрежа, т.е. разходите, включени в пакета за минимален достъп, следва да бъдат извадени от цената за разпределение на тягова електрическа енергия.

Съгласно чл. 35, ал. 3 от Закона за железопътния транспорт, размерът на таксите се определя от управителя на железопътната инфраструктура съгласно методика за изчисляване на инфраструктурните такси (пакет за минимален достъп), събирани от управителя на инфраструктурата, приета от Министерския съвет по предложение на министъра на транспорта и съобщенията.

I. Предоставена от ДП НКЖИ информация:

Със заявление с вх. № Е-13-147-4 от 31.03.2026 г. ДП НКЖИ е предложило за третата ценова година от петия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,08023 евро/kWh (0,15692 лв./kWh), без ДДС, при следните ценообразуващи елементи:

1. Прогнозната стойност на експлоатационни разходи, административни разходи и разходи с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, в размер 9 415 хил. евро (18 413 хил. лв.);
2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 7 943 хил. евро;
3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 792 хил. евро, изчислени при технологичен разход от 0,2% от количеството активна електрическа енергия, постъпваща в мрежата на ДП НКЖИ;
4. Регулаторна база на активите (РБА), включваща:

- призната балансова стойност на активите – 10 986 хил. евро.;
- среден номинален размер на инвестициите – 20 442 хил. евро.;

- необходим оборотен капитал (НОК) – 2 302 хил. евро.;

5. Норма на възвръщаемост на капитала – 1,17 %;

6. Електрическа енергия, разпределена до потребителите на тягова енергия – 301 257 MWh.

II. Ценообразуващи елементи

С Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ продължителност от 3 (три) години на петия регулаторен период, като за първия ценови период от него е утвърдила цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,07600 евро/kWh (0,14860 лв./kWh), без ДДС, при необходими годишни приходи от 22 713 хил. евро (44 423 хил. лв.) и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh. С Решение № Ц-4 от 01.01.2025 г. КЕВР е изменила утвърдената на ДП НКЖИ с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт от 0,07600 евро/kWh (0,14860 лв./kWh), без ДДС, при необходими годишни приходи от 22 713 хил. евро (44 423 хил. лв.) и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh, на 0,07643 евро/kWh (0,14949 лв./kWh), без ДДС, при необходими годишни приходи от 22 850 хил. евро (44 690 хил. лв.) и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

За втората ценова година от петия регулаторен период КЕВР с Решение № Ц-26 от 01.07.2025 г. е утвърдила на ДП НКЖИ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,07030 евро/kWh (0,13758 лв./kWh), без ДДС, при необходими годишни приходи от 21 364 хил. евро (41 784 хил. лв.) и пренесена електрическа енергия – 303 715 MWh.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на необходими приходи и цена на ДП НКЖИ за третата ценова година от петия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цените, могат да се коригират с: инфлационен индекс 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, както и в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка.

При прилагане на метода „горна граница на приходи“ се извършва и корекция с фактора Z, която се изчислява по реда на чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ. След анализ на данните във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества, каквото е и ДП НКЖИ и при отчитане на постигнатите резултати, Комисията прилага следния подход:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., изменено с Решение № Ц-4 от 01.01.2025 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;
- експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт“;
- разходите за амортизации;
- разходите за балансиране;
- стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал (НОК);
- среднопретеглената норма на възвръщаемост.

Съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в случай че дружеството не представи информация и необходимите документи или се приеме, че стойността на оборотния капитал е необоснована, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка, НОК е коригиран на 2 203 хил. евро (4 308 хил. лв.)

Съгласно 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 електроразпределителните мрежи. По силата на чл. 28, ал. 3 от НРЦЕЕ прогнозните нива на технологичния разход се остойностяват по сумата от прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на операторите на електроразпределителните мрежи, цената за задължения към обществото и цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа. В доклад с вх. № Е-Дк-803 от 29.05.2026 г. е изчислена прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 122,40 евро/MWh (239,39 лв./MWh), разходи за балансиране в размер на 0,92 евро/MWh (1,80 лв./MWh), цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,18 евро/MWh (0,35 лв./MWh), цена пренос през електропреносната мрежа в размер на 8,01 евро/MWh (15,67 лв./MWh) и цена за задължения към обществото в размер на 0,00 евро/MWh (0,00 лв./MWh).

На основание чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 и чл. 38, ал. 4, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ за утвърждаването на цена на ДП НКЖИ за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за третата година от петия регулаторен период са извършени следните годишни корекции:

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 предходен период 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 дружеството.

2. Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период:

Извършена е корекция в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, въз

основата на данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети в размер на (минус) -851 хил. евро (-1 665 хил. лв.), която е изчислена, както следва:

		2024 г. *(И1)*	**2025 г. *(И2)***	**2026 г. *(И2)***
		отчет	**отчет**	**план**
1	Инвестиции – общо, хил. евро	18,946	13,398	19,311
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. евро	11,503	6,364	6,614
3	Нетна амортизация, An, хил. евро	626	634	1,078
4	Номинален размер на инвестициите , хил. евро (р.1-р.2-р.3)	6,817	6,400	11,618
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. евро $И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2+0.5*И_3)/3$	10,817		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. , хил. евро	20,442		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A_1 + 1,5*A_2+0.5*A_3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р. 3, хил. евро	1,019		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., хил. евро	1,757		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*1,17%+(р.7-р.8)	-851		

3. Корекция с фактора Z на стойност (плюс) 1 224 хил. евро (2 394 хил. лв.), при изчисляването на която е взето предвид следното:

Технологичният разход за пренос на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт е утвърден от КЕВР с Решение № Ц-18 от 01.07.2024 г. в размер на 2,00% от пренесената електрическа енергия.

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

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

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 21 364 хил. евро (41 784 хил. лв.) с Решение № Ц-26 от 01.07.2025 г. на КЕВР;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 20 485 хил. евро (40 066 хил. лв.), формирани от ДП НКЖИ въз основа на отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 303 715 MWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 291 218 MWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 2,00%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на

технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране – в размер на 128,90 евро/MWh (252,10 лв./MWh), утвърдена с Решение № Ц-26 от 01.07.2025 г.;

$Ц_{mp.1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която ДП НКЖИ е закупило електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране 114,66 евро/MWh (241,28 лв./MWh). При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазар „Ден напред“ за периода от м. юли 2025 г. до м. април 2026 г. и прогнозни данни за м. май и м. юни 2026 г.

P_{t-2} – корекция за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1}, в размер на (плюс) 378 хил. евро (740 хил. лв.).

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт на ДП НКЖИ са следните:

ДП НКЖИ		
1	Експлоатационни и административни разходи	17 621
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	809
3	Разходи за амортизации	3 815
4	Регулаторна база на активите	33 732
4.1.	Призната балансова стойност на активите	10 986
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	20 442
4.3.	Необходим оборотен капитал	2 304
5	Норма на възвръщаемост на капитала	1,17%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	395
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	811
8	Корекция с инвестиции	- 851
9	Корекция с фактор Z	1 224
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	23 823
11	**Количество електрическа енергия за разпределение**	301 257

Предвид горното, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за третата ценова година на петия регулаторен период е в размер на 0.07908 евро/kWh (0.15466 лв./kWh), без ДДС, при необходими годишни приходи – 23 823 хил. евро (46 594 хил. лв.) и пренесена електрическа енергия – 301 257 MWh.

Изказвания по т.4.:

Докладва М. Трифонов. С подаденото заявление ДП НКЖИ е предложило за третата ценова година от петия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 80,23 евро/kWh (156,92 лв./kWh). В рамките на регулаторния период за тази ценова година са извършени следните корекции: Корекция с инфлационен индекс (И) в размер на 811 хил. евро; Корекция с инвестиции в размер на -851 хил. евро; Корекция с фактор Z в размер на + 1 224 хил. евро.

Приложени са прогнозна пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в предходния доклад, цена пренос през електропреносната мрежа, цена за достъп до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото и балансиране.

Предвид горното, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за третата ценова година на петия регулаторен период е в размер на 0.07908 евро/kWh (154,66 лв./kWh), без ДДС, при необходими годишни приходи – 23 823 хил. евро (46 594 хил. лв.) и пренесена електрическа енергия – 301 257 MWh.

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, работната група предлага Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме доклада;

2. Да насрочи открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, на което да бъдат поканени представители на заявителя, като се осигури възможност и за дистанционното им участие в заседанието;

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

Пл. Младеновски попита, как е излязъл положителен толкова голям технологичният разход.

М. Трифонов отговори, че реално изпълнените количества, които са пренесени през мрежата, са по-малко, отколкото прогнозните. Цените винаги са между 11 и 15 лв. разлика между годините.

Пл. Младеновски каза, че технологичният им разход намалява, количествата са по-малки. Цената на технологичния разход не е ли по-ниска отколкото утвърдената, защото всички дружества отчитат по-ниска цена на технологичния разход?

М. Трифонов обясни, че където е „Цтр1“ се вижда тяхната цена каква е. Тя е по-висока, което е странно малко. Явно имат по-големи нощни товари, които превозват каргото вечер.

Пл. Младеновски допълни, че или са отчели по-ниска.

М. Трифонов каза, че при дружеството идва периодът с отрицателния технологичен разход в по-топлите месеци, но няма как да бъде вкаран в момента. За тези периоди определено отчитат някакви приходи.

Пл. Младеновски установи, че няма други изказвания и обяви, че насрочва открито заседание за 09.06.2026 г. от 11:20 ч. Срок за предоставяне на становища – до 15.00 часа на 09.06.2026 г. Насрочване на закрито заседание за приемане на проект на решение на 09.06.2026 г. от 16.00 часа. Насрочване на обществено обсъждане на 12.06.2026 г. от 11.20 часа. Определя 14-дневен срок за представяне на становища след общественото обсъждане. Председателят подложи на гласуване проекта на решение.

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

РЕШИ:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 09.06.2026 г. от 11:20 ч., в зала IV в сградата на КЕВР, 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. Докладът, датата и часът на провеждане на откритото заседание да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

4. Определя срок за предоставяне на становища – до 15.00 часа на 09.06.2026 г.;

5. Насрочва обществено обсъждане на 12.06.2026 г. от 11.20 часа.

6.Определя 14-дневен срок за представяне на становища след общественото обсъждане.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за”** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев - за, Таско Ерменков - за), от които **два гласа** (Благой Голубарев и Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.5. Комисията, **като разгледа заявление с вх. № Е-12-00-114 от 03.04.2026 г. за одобряване на бизнес план за периода 2026 г. – 2030 г., подадено от „Дунав Солар Плант“ ООД**, установи следното:

Административното производство е образувано по постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-12-00-114 от 03.04.2026 г., подадено от „Дунав Солар Плант“ ООД за одобряване на бизнес план за дейността „производство на електрическа енергия“, за периода 2026 г. – 2030 г., на основание чл. 13, ал. 1 и ал. 7 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ). Във връзка с това, със Заповед № З-Е-105 от 08.04.2026 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед и анализ на постъпилото заявление и приложения към него бизнес план за съответствието им с изискванията на нормативната уредба.

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

От извършена служебна справка за актуално състояние в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел (ТРРЮЛНЦ) се установява, че „Дунав Солар Плант“ ООД е дружество с ограничена отговорност с ЕИК 206692671, вписано в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел (ТРРЮЛНЦ) към Агенцията по вписванията, със седалище и адрес на управление Р България, област София, община Столична, гр. София, п. к. 1766, р-н „Витоша“, ж.к. „Малинова долина“, ул. „Донка Ушлинова“ № 2, сграда 4, ет. +1, което се установява от служебна справка за актуално състояние, извършена в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел (ТРРЮЛНЦ) към Агенцията по вписванията.

„Дунав Солар Плант“ ООД има следния предмет на дейност: Производство и доставка на електроенергия чрез съоръжения, използващи възобновяеми енергийни източници, включително, но неизчерпателно водноелектрически, вятърни, термо-соларни, фотоволтаични или био-маса производства; придобиване, разработване, проектиране, строеж, експлоатиране, поддръжка и продажба на съоръжения за целите на посочените по-горе производства, както и услуги по анализиране, проектиране, изследване или консултиране в областта на енергетиката и околната среда; придобиване, управление и продажба на участия в други дружества или групи от

дружества, покупко-продажба на недвижими имоти, както и всяка друга дейност, незабранена от закона.

Съгласно дружествения договор на Дружеството, приет на 29.09.2025 г., капиталът на дружеството възлиза на BGN 9 054 082 (девет милиона петдесет и четири хиляди осемдесет и два лева), равностойни на 4 629 278.62 (четири милиона шестстотин двадесет и девет хиляди двеста седемдесет и осем евро и шестдесет и два евроцента), разпределен в 9 054 082 дяла.

Капиталът на дружеството е разпределен между съдружниците, както следва:

- OMV PETROM SA („OMB ПЕТРОМ“ СА) – юридическо лице, учредено и съществуващо съгласно законите на Румъния, вписано под № J1997008302407, със седалище и адрес на управление: гр. Букурещ, ул. „Coraliilor“ № 22, сектор 1, комплекс „Petrom City“, област 1, Румъния, притежава 4 527 041 (четири милиона петстотин двадесет и седем хиляди четиридесет и един) дяла, представляващи 50% от капитала на Дружеството;

- Enery Power Holding GmbH („Енери Пауър Холдинг“ ГмбХ) – юридическо лице, учредено и съществуващо съгласно законите на Република Австрия, вписано под № FN524697, със седалище и адрес на управление: Schwarzenbergplatz 5/4.1, 1030 Виена, Република Австрия, притежава 4 527 041 (четири милиона петстотин двадесет и седем хиляди четиридесет и един) дяла, представляващи 50% от капитала на Дружеството.

Дружеството се управлява и представлява от Северин Стефанов Вътригов и Ангел Емилов Янков, в качеството им на управители, действащи заедно.

Съгласно чл. 3, т. 14 от Закона за икономическите и финансовите отношения с дружествата, регистрирани в юрисдикции с преференциален данъчен режим, контролираните от тях лица и техните действителни собственици, в производство по издаване на лицензии по ЗЕ се забранява пряко и/или косвено участие на дружество, регистрирано в юрисдикции с преференциален данъчен режим, както и на контролираните от тях лица.

С оглед горното, по отношение на „Дунав Солар Плант“ ООД следва да бъде установена структурата на собственост и контрол на дружеството. В тази връзка, от представените от заявителя документи и информация се установява следното: капиталът на „Дунав Солар Плант“ ООД е разпределен между OMB ПЕТРОМ СА, чуждестранно юридическо лице – акционерно дружество регистрирано в Република Румъния, притежаващо 50% от капитала и Енери Пауър Холдинг Гмбх, чуждестранно юридическо лице, дружество с ограничена отговорност, регистрирано в Република Австрия, притежаващо 50% от капитала.

Капиталът на OMB ПЕТРОМ СА се притежава от следните акционери: OMB АКЦИЕНГЕЗЕЛШАФТ, чуждестранно юридическо лице – акционерно дружество регистрирано в Република Австрия, притежаващо 51,16% от капитала, държавата Румъния чрез Министерството на енергетиката, притежава 20,70% от капитала, 641 акционери – юридически лица, притежават 24,34% от капитала и 468 305 акционери – физически лица притежават 3,8% от капитала.

Акционери притежаващи капитала на OMB АКЦИЕНГЕЗЕЛШАФТ са: Остеррайхише Бетайлигунгс АГ, чуждестранно юридическо лице – акционерно дружество, регистрирано в Република Австрия, притежаващо 31,5% от капитала, Абу Даби Нешънъл Ойл Къмпани (АДНОК) П.Дж.С.К. – чуждестранно юридическо лице – публично акционерно дружество, регистрирано в Обединените арабски емирства, притежаващо 24,9% от капитала, 43,07% от капитала свободно се търгува на фондовата борса и 0,53% от капитала е собственост на OMB АКЦИЕНГЕЗЕЛШАФТ. Капиталът на Остеррайхише Бетайлигунгс АГ еднолично се притежава от Република Австрия.

Капиталът на Абу Даби Нешънъл Ойл Къмпани (АДНОК) П.Дж.С.К. еднолично се притежава от Обединените арабски емирства. Представител на ОМВ АКЦИЕНГЕЗЕЛШАФТ е декларирал, че освен Остеррайхише Бетайлигунгс АГ и Абу Даби Нешънъл Ойл Къмпани (АДНОК) П.Дж.С.К. нито един друг акционер (юридическо или физическо лице) не е уведомил ОМВ АКТИЕНГЕЗЕЛШАФТ за участие от най-малко 5% в дружеството. Едноличен собственик на капитала на Енери Пауър Холдинг Гмбх е Енери Дивелопмънт Гмбх – чуждестранно юридическо лице – дружество с ограничена отговорност регистрирано в Република Австрия. Капиталът на Енери Дивелопмънт Гмбх се разпределя между следните съдружници: Куинат Бетайлигунгсферваltунгс Гмбх – чуждестранно юридическо лице – дружество с ограничена отговорност регистрирано в Република Австрия, притежаващо 75% от капитала и И Ди Джи Пулинг Гмбх § Ко Кг – чуждестранно юридическо лице – командитно дружество, регистрирано в Република Австрия, притежаващо 25% от капитала.

Едноличен собственик на капитала на Куинат Бетайлигунгсферваltунгс Гмбх е Три Сийс Холдингс – чуждестранно юридическо лице, дружество с ограничена отговорност, регистрирано във Велико херцогство Люксембург. Капиталът на Три Сийс Холдингс се притежава от Три Сийс Инишиътив Инвестмънт Фонд С.А. ИДПК-РАИФ – инвестиционно дружество с променлив капитал – алтернативен инвестиционен фонд, регистриран във Велико херцогство Люксембург. Последно е инвестиционен фонд и като такъв няма лице, което да покрива изискванията за притежаване на най-малко 25% от дружествения капитал, съгласно §2, ал. 1, т. 1 от Допълнителните разпоредби на ЗМИП.

Капиталът на И Ди Джи Пулинг Гмбх § Ко Кг се притежава от Енери ГП Гмбх – чуждестранно юридическо лице – дружество с ограничена отговорност, регистрирано в Република Австрия. Капиталът на Енери ГП Гмбх е собственост на следните съдружници: Ар Пи ГЛОБАЛ Аустрия Гмбх – чуждестранно юридическо лице – дружество с ограничена отговорност, регистрирано в Република Австрия, притежаващо 99,71% от капитала и Енери Мениджмънт ГмбХ – дружество с ограничена отговорност, регистрирано в Република Австрия, притежаващо 0,29% от капитала. Едноличен собственик на капитала на Ар Пи ГЛОБАЛ Аустрия Гмбх е Ар Пи Глобал Енерджи Цвай ГмбХ – чуждестранно юридическо лице – дружество с ограничена отговорност, регистрирано в Република Австрия. Едноличен собственик на капитала на Ар Пи Глобал Енерджи Цвай ГмбХ е Ар Пи Джи Кепитъл – чуждестранно юридическо лице – дружество с ограничена отговорност, регистрирано в Република Австрия.

С оглед на гореизложеното, тъй като не може да се установи действителният собственик на „Дунав Солар Плант“ ООД за действителен собственик се счита физическо лице, което изпълнява длъжността на висш ръководен служител. Ангел Янков и Северин Вътигов са управители на дружеството и като такива отговарят на критериите за лице изпълняващо длъжността на висш ръководен служител. Следователно се приема, че действителни собственици на „Дунав Солар Плант“ ООД са Ангел Янков и Северин Вътигов съгласно §2, ал. 5 от Допълнителните разпоредби на ЗМИП. Във връзка с горепосоченото заявителя е представил и декларация за действителните собственици.

Във връзка с гореизложеното за „Дунав Солар Плант“ ООД не е налице забраната на чл. 3, т. 14 от Закона за икономическите и финансовите отношения с дружествата, регистрирани в юрисдикции с преференциален данъчен режим, контролираните от тях лица и техните действителни собственици, което е проучено и обсъдено в административното производство за издаване на лицензия на дружеството.

„Дунав Солар Плант“ ООД не притежава лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“, като във връзка с намерението на дружеството да реализира инвестиция в сектора на възобновяемите източници, като изгради и въведе в експлоатация фотоволтаична електрическа централа (ФЕЦ) с обща инсталирана мощност 319,455 MW (AC), находяща се в землищата на с. Габаре и с. Драшан, община Бяла Слатина, област Враца, е подадено и заявление за издаване на лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“ с условие за изграждане на енергиен обект, което е предмет на друго административно производство.

В тази връзка, представения бизнес план със заявление вх. № Е-12-00-114 от 03.04.2026 г. се явява първия бизнес план, който следва да се одобри от КЕВР с издаването на лицензията, съгласно чл. 13, ал. 7 от НЛДЕ. По силата на чл. 49, ал. 2, т. 3 от НЛДЕ, одобрения от КЕВР бизнес план е неразделна част от лицензията и се оформя като приложение към нея, което периодично се актуализира.

В съответствие с чл. 18, ал. 3, т. 7 от НЛДЕ, бизнес планът трябва да съдържа следната информация без ограничение: броят години, за които е съставен, като годината на издаване на лицензията да е посочена като нулева; планирани инвестиции, направени инвестиции до представяне на бизнес плана; прогнозни: структура на капитала, приходи и разходи, производствени и ремонтни програми и свързаните с тях разходи, възвръщаемост на капитала, годишни парични потоци, продажби и цени.

I. БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2026 г. – 2030 г.

Със заявление с вх. № Е-12-00-114 от 03.04.2026 г., „Дунав Солар Плант“ ООД е представило за одобряване бизнес план за дейността „производство на електрическа енергия“, за периода 2026 г. – 2030 г.

Съгласно чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ, бизнес планът за дейността „производство на електрическа енергия“ се съставя за срок до 5 години и съдържа определени реквизити. С оглед на тази разпоредба, Комисията, след като прегледа и обсъди прогнозните данни в представените бизнес план и финансов модел, следва да одобри първия бизнес план на дружеството за периода от 2026 г. до 2030 г.

Целта на бизнес плана на „Дунав Солар Плант“ ООД е да представи дългосрочните цели на инвеститора чрез стратегия за постигане на техническите и икономическите критерии за производителност и ефективност на новоизградена фотоволтаична електрическа централа (ФЕЦ) с обща инсталирана мощност 319,455 MW (AC) за производство на електрическа енергия от слънчевата енергия, както и да дефинира ползите от проекта в контекста на приоритетите и целите на Европейския съюз (ЕС), както и на България, по отношение на използването на „зелената“ енергия. В бизнес планът е представено подробно описание на проекта за изграждане и въвеждане в експлоатация на (ФЕЦ), както и друга необходима информация.

I.1. Инвестиционна програма за периода на бизнес плана

Планираните от дружеството инвестиционни разходи по направления са представени в таблицата по-долу:

Таблица № 1

Инвестиционни разходи

Вид разход	Сума в хил. евро
Капиталови разходи – строителство – до края на 2026 г. (фотоволтаична централа, подстанция, кабелни линии)	XXX
Капиталови разходи – строителство – до края на 2027 г. (фотоволтаична централа, подстанция, кабелни линии)	XXX

Посочените суми са разпределени в рамките на периода януари 2026 г. – декември 2027 г., като се планира през 2027 г. да бъдат заплатени по-голямата част от общите инвестиционни разходи за проекта (около XXX%).

Посочените в таблицата капиталови разходи за строителство представляват общите инвестиционни разходи за изграждане и оборудване, като включват както фотоволтаичната електроцентрала (ФЕЦ), така и системата за съхранение на електрическа енергия в батерии (ССЕЕБ), заедно с всички съпътстващи съоръжения и дейности.

В обхвата на капиталовите разходи са включени, без да се ограничават до:

- доставка и монтаж на основното технологично оборудване за ФЕЦ и ССЕЕБ;
- изграждане на подстанцията и присъединителните съоръжения, включително кабелни линии;
- строително-монтажни работи, интеграция на системите и пускане в експлоатация;
- разходи за инженеринг, управление на строителството и други разходи, пряко свързани с реализирането на инвестицията.

Разпределението на капиталовите разходи по години отразява планирания график на изпълнение на строителството и доставките, в съответствие с етапността на проекта и предвидените срокове за въвеждане в експлоатация.

I.2. Производствена програма за периода на бизнес плана

Прогнозните количества произведена електрическа енергия от Енергийния обект, съгласно приложения финансов модел, са представени в Таблица № 2 - Прогнозни количества произведена електроенергия. Количествата са резултат на процес по оценка на енергийния ресурс на обекта, съгласно извършен технически анализ, отчитат производствените характеристики на избраното оборудване, дизайн, компоненти и географски характеристики на терена, както и симулация в PVSyst среда. Прогнозата е била предмет на техническа оценка от технически консултант, оценил заложените прогнози за количество на произведената електроенергия.

Таблица № 2

Прогнозни количества произведена електроенергия

Година	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Общо
Прогнозно количество електроенергия, GWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

За целите на разработване на бизнес плана 2026 г. и 2027 г. са приети за нулеви с оглед планирания период за строителство и реализация на енергийния обект. Съответно привлеченото финансиране е договорено със съответния гратисен период за обслужване на дълга, като производствената дейност е предвидено да започне от 2028 г., която ще бъде и първата година с право да се осъществява дейността съгласно лицензията.

Количествата произведена електроенергия отчитат естествената материална деградация съгласно условията на производителя на фотоволтаични модули, наред с потвърдените предвиждания за загуби в процеса на производство на електроенергия и нейното преобразуване до високо напрежение.

Фотоволтаичните модули имат доказан експлоатационен живот от над 40 години, като гарантираното производство от производителя отчита естествената материална деградация 1% през първата година и 0,35% годишно след това.

Заявителят е посочил, че спазването на производствената програма ще бъде подсигурено чрез програма за управление и поддръжка, която цели постигане на максимално високи количества произведена електроенергия посредством реактивна и

превантивна поддръжка на съоръженията съгласно стандартите на индустрията и изискванията на българското законодателство. Всички компоненти, които ще бъдат вложени в проекта, ще отговарят на изискванията за произход и качество, наред с гаранционни условия, покриващи периода, предмет на настоящия бизнес план.

I.3. Програма за ремонти и поддръжка в периода на бизнес плана

Дружеството посочва, че дейностите по поддръжката и експлоатацията на енергийния обект предполагат различни видове дейности по превантивна и реактивна поддръжка на съоръженията, съставляващи енергийния обект. Услугите по поддръжка и опериране на централата ще се осъществяват от специализирани в това компании. Ангажимент ще бъде гарантирането на производството в абсолютна стойност като мегават часове и при спазване на одобрена програма за превантивна и реактивна поддръжка.

Основните услуги, които ще се извършват са:

- Почистване на фотоволтаични модули;
- Мониторинг, инсталация и управление на техническо средство за дистанционно наблюдение и детектор откриване за грешки, както и автоматични показания четене на данни за производителност и грешки при работата на инсталацията, засичане на алармена система за съобщения от изпълнителя в реално време; проверка на съобщенията за грешки и отстраняването им;
- Цялостна експлоатация на централата и съответните съоръжения в съответствие с ръководството за експлоатация и при спазване изискванията на производителите относно процедурите на отделните компоненти;
- Превантивна поддръжка (огледи на 3, 6, 9 месеца по определени компоненти, обхващащи всички структурни части на ФЕЦ), както и наложителни ремонтни дейности.

II. ИКОНОМИЧЕСКИ АСПЕКТИ

II.1. Финансови резултати от дейността на „Дунав Солар Плант“ ООД

В съответствие с изискванията на чл. 11, ал. 2, т. 4 от НЛДЕ, „Дунав Солар Плант“ ООД е представило одитирани годишни финансови отчети за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., както и неодитиран годишен финансов отчет за 2025 г., от които е видно, че от осъществяване на дейността дружеството реализира:

- за 2022 г. – загуба в размер на 208 хил. евро;
- за 2023 г. – загуба в размер на 405 хил. евро;
- за 2024 г. – загуба в размер на 349 хил. евро;
- за 2025 г. - загуба в размер на 1 110 хил. евро.

Финансовите резултати за посочените периоди са отрицателни поради факта, че дружеството не е осъществявало производствена дейност, а единствено мероприятия, свързани с проектирането и изграждането на енергийния обект. Следва да се отбележи, че дружеството е регистрирано през месец Октомври 2021 г. като еднолично дружество с ограничена отговорност (ЕООД). От допълнително направена служебна справка в ТРРЮЛНЦ към Агенцията по вписванията се установява, че на 03.10.2025 г. правната форма на заявителя е променена от еднолично дружество с ограничена отговорност (ЕООД) на дружество с ограничена отговорност (ООД).

II. 2. Прогнозни финансови резултати за периода на бизнес плана

„Дунав Солар Плант“ ООД е представило прогнозни годишни финансови отчети за периода 2026 г. – 2032 г. Като неразделна част от бизнес плана е представен и

финансов модел, разработен със срок до 2067 г. включително. За целите на настоящото административно производство и в изпълнение на чл. 13, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, са взети предвид прогнозните годишни финансови отчети за периода 2026 г. – 2030 г. От тях е видно, че дружеството очаква да реализира положителен финансов резултат през периода 2028 г. – 2030 г., съобразно с прогнозата за пускане на енергийния обект в експлоатация не по-късно от 31.05.2028 г., който общо за разглеждания период да възлиза на XXX хил. евро. Положителните финансови резултати за периода на бизнес плана се дължат на по-високите приходи в сравнение с разходите.

Прогнозираните приходи са определени на база на предвижданията на дружеството по отношение на производствената програма и прогнозни цени. Приходите на дружеството са формирани изцяло от приходи от продажба на електрическа енергия на Българската Независима Енергийна Борса (БНЕБ), приходи от продажба на електрическа енергия по дългосрочни договори и приходи от продажба на електрическа енергия от дейността на системата за съхранение на електрическа енергия. Очакванията са прогнозните общи приходи от дейността за периода 2026 г. – 2030 г. да възлизат на XXX хил. евро, в т.ч.: приходи от продажба на електрическа енергия, реализирани чрез система за съхранение на електрическа енергия в размер на XXX хил. евро.

Очакванията на дружеството са енергийния обект да бъде въведен в експлоатация през второ тримесечие на 2028 г., с очаквано годишно производство на електрическа енергия през първата година в размер на XXX MWh, а общо произведената електрическа енергия за периода от 2028 г. до 2030 г. да възлиза на XXX MWh, при деградация от XXX% през първата година и XXX% всяка следваща година. Прогнозните количества електрическа енергия са изчислени след извършен технически анализ, като са отчетени производствените характеристики на избраното оборудване, дизайн, компоненти и географски характеристики на терена, както и симулация в PVSyst среда. Очакванията на дружеството са произведените количества електрическа енергия да бъдат реализирани, както по дългосрочни двустранни за изкупуване на електрическа енергия от индустриални потребители, така и продажби чрез Българската Независима Енергийна Борса (БНЕБ).

Прогнозираните приходи в периода от 2026 г. – 2030 г., определени на база на предвижданията на дружеството по отношение на производствената програма и прогнозни цени, са представени в следващата таблица.

Таблица № 3

Показатели	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозни количества електрическа енергия, в MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Средно претеглена прогнозна цена на електрическата енергия, евро/MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Приходи от електрическа енергия, в хил. евро	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

Разходите, заложени в бизнес плана, са свързани основно с оперативни разходи за експлоатация на енергийния обект, в т. ч. разходи за достъп и балансиране, разходи за поддръжка и управление, застраховки, други разходи, дължими съгласно приложимата законодателна уредба, но също така разходи за амортизация на активите и финансови разходи, свързани с външното финансиране.

II.3. Активи и пасиви

За периода на бизнес плана, „Дунав Солар Плант“ ООД предвижда капитализиране на средствата за собствено участие през 2027 г., като основния (внесен) капитал се очаква да достигне до XXX хил. евро. От предоставените данни е видно, че дълготрайните активи на дружеството нарастват през периода 2026 г. – 2030 г., вследствие на изпълнението на инвестиционната програма. В резултат на придобиване на необходимото за енергийния обект оборудване, като фотоволтаични модули, инвертори, кабели ниско и средно напрежение, трансформаторни станции, съпътстващите ги технически компоненти, измервателни станции и други, нетекущите активи нарастват до XXX хил. евро в края на 2027 г. В периода 2028 г. – 2030 г. е отразено и намаление на балансовата стойност на дълготрайните активи във връзка с начислени разходи за амортизации. При краткотрайните активи също се наблюдава увеличение поради нарастване на паричните средства и търговските вземания.

При анализа на задълженията на дружеството за периода на бизнес плана, се установява, че стойността на дългосрочните пасиви достига до XXX хил. евро в края на 2027 г. във връзка със задълженията към финансовите институции по предоставено външно финансиране. До края на периода на бизнес плана, дългосрочните и краткосрочните задължения намаляват до XXX хил. евро.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура в периода 2026 г. – 2030 г., е видно, че капиталовата структура се подобрява, поради погасяване на дългосрочните задължения от една страна и поддържането на висок собствен капитал, от друга страна. Въпреки това, към 2030 г. коефициента на финансова автономност е под XXX (XXX), което показва, че дружеството се финансира в по-голяма степен с привлечени средства. Дружеството поддържа висока обща ликвидност, което е показател за наличието на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

II. 4. Размер и начин на финансиране на предвидените инвестиции

Съгласно представения бизнес план, общите инвестиционните разходи, предвидени за изграждането и въвеждането в експлоатация на фотоволтаична електрическа централа с инсталирана мощност от 319,455 MW (AC) и система за съхранение на електрическа енергия към нея, са в размер на XXX хил. евро, в т.ч.: за фотоволтаична електрическа централа – XXX хил. евро и за ССЕЕБ – XXX хил. евро. Източниците на финансиране на проекта съответно са: XXX% привлечени средства в размер на XXX хил. евро и XXX% собствени средства в размер на XXX хил. евро.

По отношение на обезпечаването на собствените средства са представени: Протокол от решение на Общо събрание на съдружниците Enery Power Holding GmbH („Енери Пауър Холдинг“ ГмбХ) и OMV PETROM SA („ОМВ ПЕТРОМ“ СА), проведено на XXX г., на което са взети решения относно ангажиментите за капиталово финансиране на фотоволтаична електрическа централа с мощност от 319,46 MW (AC) и система за съхранение на електрическа енергия към нея с мощност 300 MW и капацитет 600 MWh, разположени в близост до с. Габаре и с. Драшан, общ. Бяла Слатина.

Следва да се има предвид, че с оглед финансиране на дейностите по проектно развитие на енергийния обект, на дружеството са предоставени средства от всеки от съдружниците „Енери Пауър Холдинг“ ГмбХ и „ОМВ ПЕТРОМ“ СА под формата на вътрешно фирменото финансиране в общ размер на XXX евро.

По отношение на обезпечаването на привлечените средства е представена индикативна оферта от „XXX“ АД с изх. № XXX от XXX г. за предоставяне на дългосрочен инвестиционен кредит и допълнителни кредитни линии на „Дунав Солар

Плант“ ООД за реализиране на енергиен проект. От предоставената оферта е видно, че финансирането ще се извърши при следните условия:

1. Видове и размер на кредитите:

1.1. Инвестиционен кредит – в размер на до ХХХ хил. евро, представляващ до ХХХ% от общите разходи за проекта, от които:

- за изграждане на фотоволтаична електрическа централа – ХХХ хил. евро;
- за изграждане на ССЕЕБ – ХХХ хил. евро.

1.2. Допълнителни финансирания, в общ размер на до ХХХ хил. евро, включващи: Механизъм на кредитиране за ДДС (ХХХ хил. евро), Механизъм на кредитиране за гаранция за изпълнение (ХХХ хил. евро) и Резервен (непоет) механизъм DSRF (до ХХХ хил. евро).

2. Лихвен процент на инвестиционния кредит – ХХХ EURIBOR плюс надбавка от ХХХ%.

3. Срок на усвояване на инвестиционния кредит: до ХХХ месеца.

4. Срок на погасяване на инвестиционния кредит: ХХХ години, считано от датата на въвеждане в експлоатация на фотоволтаичната електрическа централа; ХХХ години, считано от датата на въвеждане в експлоатация на ССЕЕБ.

5. Обезпечения: наред с други, залог на търговско предприятие, залог върху дялове, сметки, вземания и други активи.

Въз основа на направения анализ на параметрите в бизнес плана Комисията счита, че при така заложените прогнозни финансови резултати от дейността за периода 2026 г. – 2030 г., „Дунав Солар Плант“ ООД ще осигури финансови средства за осъществяване и развитие на лицензионната дейност.

Изказвания по т.5.:

Докладва Б. Паунов. Основните аспекти по отношение на заявителя „Дунав Солар Плант“ ООД са разгледани в производството по издаване на лицензия за производство на електрическа енергия. Подаден е за одобряване бизнес план за дейността „производство на електрическа енергия“ за периода 2026 г. – 2030 г., който съдържа необходимите аспекти – инвестиционна, ремонтна, производствена програма и финансови аспекти. По отношение на защитената по закон информация, „Дунав Солар Плант“ ООД е представило становище, че в документите, които са част от административната преписка, се съдържа информация, която представлява защитената по закон информация.

На основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1 и ал. 7 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план за периода 2026 г. – 2030 г. на „Дунав Солар Плант“ ООД, който да е приложение неразделна част от лицензията за дейността „производство на електрическа енергия“;

3. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

Б. Паунов прочете диспозитива на проекта на решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

ОДОБРЯВА на „Дунав Солар Плант“ ООД със седалище и адрес на управление: Република България, област София, гр. София, бизнес план за периода 2026 г. – 2030 г., който става приложение № 3 към лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“.

Пл. Младеновски установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 и ал. 7 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад относно заявление с вх. № Е-12-00-114 от 03.04.2026 г. за одобряване на бизнес план за дейността „производство на електрическа енергия“, за периода 2026 г. – 2030 г., подадено от „Дунав Солар Плант“ ООД;

2. ОДОБРЯВА на „Дунав Солар Плант“ ООД с ЕИК 206692671, със седалище и адрес на управление: Република България, област София, община Столична, гр. София, п. к. 1766, р-н „Витоша“, ж.к. „Малинова долина“, ул. „Донка Ушлинова“ № 2, сграда 4, ет. +1, бизнес план за периода 2026 г. – 2030 г., който става приложение № 3 към лицензия № Л-902.-01 от 02.06.2026 г. за дейността „производство на електрическа енергия“.

3. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

В заседанието по **точка пета** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за”** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев - за, Таско Ерменков - за), от които **два гласа** (Благой Голубарев и Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-801 от 29.05.2026 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;

2. Приема проект на решение относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на

преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;

3. Насрочва обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на проекта на решение по т. 2 на 05.06.2026 г. от 10:00 ч., като се осигури и възможност за дистанционно участие в заседанието;

4. Определя 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с публикувания проект по т. 2.

5. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2026 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 09.06.2026 г. от 10:00 ч., в зала IV в сградата на КЕВР, на което да бъдат поканени лицата, представляващи по търговска регистрация заявителите, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

3. Докладът, датата и часът на провеждане на откритото заседание да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

4. Определя срок за предоставяне на становища – до 15.00 часа на 09.06.2026 г.

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 09.06.2026 г. от 16.00 часа.

6. Насрочва обществено обсъждане на 12.06.2026 г. от 10.00 часа.

7. Определя 14-дневен срок за представяне на становища след общественото обсъждане.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 09.06.2026 г. от 10:40 ч., в зала IV в сградата на КЕВР, 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. Докладът, датата и часът на провеждане на откритото заседание да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

4. Определя срок за предоставяне на становища – до 15.00 часа на 09.06.2026 г.

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 09.06.2026 г. от 16.00 часа.

6. Насрочва обществено обсъждане на 12.06.2026 г. от 10.40 часа.

7. Определя 14-дневен срок за представяне на становища след общественото обсъждане.

По т.4. както следва:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за

периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 09.06.2026 г. от 11:20 ч., в зала IV в сградата на КЕВР, 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. Докладът, датата и часът на провеждане на откритото заседание да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

4. Определя срок за предоставяне на становища – до 15.00 часа на 09.06.2026 г.;

5. Насрочва обществено обсъждане на 12.06.2026 г. от 11.20 часа.

6.Определя 14-дневен срок за представяне на становища след общественото обсъждане.

По т.5. както следва:

1. Приема доклад относно заявление с вх. № Е-12-00-114 от 03.04.2026 г. за одобряване на бизнес план за дейността „производство на електрическа енергия“, за периода 2026 г. – 2030 г., подадено от „Дунав Солар Плант“ ООД;

2. Одобрява на „Дунав Солар Плант“ ООД с ЕИК 206692671, със седалище и адрес на управление: Република България, област София, община Столична, гр. София, п. к. 1766, р-н „Витоша“, ж.к. „Малинова долина“, ул. „Донка Ушлинова“ № 2, сграда 4, ет. +1, бизнес план за периода 2026 г. – 2030 г., който става приложение № 3 към лицензия № Л-902.-01 от 02.06.2026 г. за дейността „производство на електрическа енергия“.

3. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

Свързани документи: (електронни документи, регистрирани в автоматизираната информационна система Archimed eDMS);

1. Доклад с вх. № Е-Дк-801 от 29.05.2026 г. и проект на решение: относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;

2. Доклад с вх. № Е-Дк-802 от 29.05.2026 г. относно: извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2026 г.;

3. Доклад с вх. № Е-Дк-803 от 29.05.2026 г. относно: утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонента от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2026 г.;

4. Доклад с вх. № Е-Дк-804 от 29.05.2026 г. относно: Утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за периода 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г.;

5. Доклад с вх. № Е-ДК-778 от 28.05.2026 г. и Решение на КЕВР № БП-13 от 02.06.2026 г. – заявление с вх. № Е-12-00-114 от 03.04.2026 г. за одобряване на бизнес

план за дейността „производство на електрическа енергия“, за периода 2026 г. – 2030 г., подадено от „Дунав Солар Плант“ ООД.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

X

Благой Голубарев - член на КЕВР

X

Таско Ерменков - член на КЕВР

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

X

Пламен Младеновски - председател на КЕВР

X

Росица Тоткова - главен секретар на КЕВР

Протоколирали:

X

Антоанета Фикова - главен експерт, АИО, дирекция "Обща администрация"

X

Илиана Зашева - главен експерт, отд. АИО, дирекция "Обща администрация"