



## ПРОТОКОЛ

### № 160

София, 04.06.2024 година

Днес, 04.06.2024 г. от 10:00 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев и Юлиан Митев – за главен секретар, *съгласно Заповед № 560 от 28.05.2024 г.*, (без право на глас).

На заседанието присъстваха Пл. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Б. Паунов – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия и топлоснабдяване“, 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-695 от 30.05.2024 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: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Боян Паунов, Ана Иванова, Радослав Наков, Радостина Методиева, Радослав Райков и Силвия Петрова

2. Доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 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 01.07.2024 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Боян Паунов, Георги Петров, Петя Георгиева, Радослав Наков, Владимир Петров, Ана Иванова, Цветелина Пешева, Йовка Велчева,

Надежда Иванова и Ненко Ненков

3. Доклад с вх. № Е-Дк-703 от 31.05.2024 г. относно утвърждаване цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2024 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Петя Андонова, Рали Манчев, Радостина Методиева, Радослав Райков и Силвия Петрова

4. Доклад с вх. № Е-Дк-704 от 31.05.2024 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Петя Андонова, Рали Манчев, Радостина Методиева, Радослав Райков, Силвия Петрова

**По т.1. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-695 от 30.05.2024 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.**

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 ПЗР на ЗИД на ЗЕ, 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 ВЪЗБНОВЯЕМИ 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 данни от следните източници: официален доклад на „Фраунхофер“ институт към 03.04.2024 г.<sup>1</sup> и Презентация от 17.05.2024 г.<sup>2</sup> (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems), pvxchange.com<sup>3</sup>, pv-magazine.com<sup>4</sup> и два доклада на IRENA<sup>5</sup> (International Renewable Energy Agency) от 2022 г. и от 2023 г.

Данните от доклад на „Фраунхофер“ институт, pvxchange.com, pv-magazine.com и IRENA, съдържат обобщени анализи за развитието на проекти от възобновяема енергия, в т.ч. за фотоволтаични и за вятърни електрически централи (ЕЦ) 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).

<sup>1</sup><https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

<sup>2</sup><https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

<sup>3</sup><https://www.pvxchange.com/Preisindex>

<sup>4</sup><https://www.pv-magazine.com/2023/09/29/sliding-solar-module-prices-squeezing-european-manufacturers/>

<sup>5</sup><https://www.irena.org/>

От прегледа на информацията в посочените по-горе източници, се установява, че цените на основните съоръжения (като слънчеви панели, вятърни турбини и др.) през последните години са претърпели значителни колебания, като инвестиционните разходи за малки системи с инсталирана мощност до 30 kWp включително са пряко повлияни от няколко фактора: пазарната политика сред производителите на такъв тип системи в световен мащаб, периодите на доставка и наличието на адекватни строителни участници на пазара, които да успяват да реализират строителството на такива конструкции, качествено и в срок.

Видно от анализа представен в официалния доклад от 03.04.2024 г. и презентация от 17.05.2024 г. на „Фраунхофер“ институт, по отношение на инвестиционните разходи за покривни системи, е посочено че стойността на фотоволтаичните модули за последните 10 г. е намаляла с 38,78%, като за 2023 г. представлява 30% от общите разходи. В тази връзка от института посочват, че най-ниската средна цена, която е отчетена е в размер на 200 USD/kWp (184 евро/kWp). При изчисляването на тези средни стойности на инвестиционните разходи е взет предвид съответният среден курс долар/евро за 2023 г. и за 2024 г.<sup>6</sup>.

Извършен е анализ на данни и от друг източник, а именно – pvxchange.com, от който е видно, че по отношение на средната нетна цена на фотоволтаичните модули за периода март 2023 г. – април 2024 г. при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp е отчетено намаление в размер на 43,24% от 0,37 евро/Wp на 0,21 евро/Wp.

По данни на pv-magazine.com от месец януари 2023 г. до момента се установява намаление в цените на фотоволтаичните модули с приблизително 30%, в резултат на това средната нетна цена на фотоволтаичните модули за 2023 г. е с отчетена най-ниска стойност в размер на 0,11 евро/Wp и най-висока в размер на 0,17 евро/Wp.

Анализ е извършен и на данните от цитираните по-горе доклади на IRENA от 2022 г. с отчетни данни за 2021 г. и от 2023 г. с отчетни данни за 2022 г., и с прогнози за периода от 2023 г. до 2025 г., за размера на инвестиционните разходи при различните видове ВИ, в т.ч. за малки жилищни фотоволтаични системи и за малки вятърни електрически централи. Според тези данни стойността на разходите за ФЕЦ са намалени и варират между 700 USD/kWp (644 евро/kWp) и 857 USD/kW (788 евро/kWp), в резултат на по-ниските разходи за модули от оптимизирането на производствените процеси и подобрената ефективност на модула. Разходите за ВяЕЦ също са намалени с между 48% и 62%, и варират между 780 USD/kW (718 евро/kW) и 960 USD/kW (883 евро/kW), от които стойността на вятърните турбини е с най-големия дял (между 64% и 84%) от общите разходи, в резултат на технологичните подобрения, които водят до нарастване на производствения капацитет.

В края на 2023 г. е отчетена средна стойност на инвестиционните разходи за малки жилищни фотоволтаични системи в размер на 890 USD/kWp (819 евро/kWp) и за вятърни ЕЦ в размер на 1 300 USD/kW (1 196 евро/Wp). При изчисляването на тези средни стойности на инвестиционните разходи е взет предвид съответният среден курс долар/евро за 2023 г. и за 2024 г.

Определянето на преференциалната цена на електрическата енергия, произвеждана от ВИ следва да отчита тенденцията на развитие на международните пазари при изграждането на електрическите централи според вида възобновяем източник, в т.ч. и цените на основните съоръжения, а именно стимулиране изграждането на ВИ проекти на всички нива – домакинства, търговски и индустриални ползватели. Трансформацията на енергийния сектор чрез въвеждане на възобновяеми енергийни технологии, води до технологични подобрения, които повишат ефективността, респективно

<sup>6</sup>изчисленията са извършени при среден курс на щатски долар към евро 0,92 USD/EUR - <https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2023.html> и <https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2024.html>

производителността на инсталациите, а също и до намаляване на разходите за експлоатация и поддръжка, като част от общите разходи.

Технико-икономически е обосновано при определяне на инвестиционните разходи, които формират цената на електрическата енергия за ФТЕЦ 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, да се отчете, както международния опит при изграждането на такива инсталации, така и този в страната, съгласно изискването по чл. 20, ал. 2 от НРЦЕЕ. В тази връзка е извършен и анализ въз основа на данни от оферти<sup>7</sup> за изграждане на инсталации в Р България за ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, като в тези оферти са включени и разходи за монтаж и присъединяване, от които е установено, че към месец май 2024 г. цената за изграждане на такива инсталации в Р България е намаляла с около 19% и е в размер на около 32 хил. лв., с ДДС, което се равнява на 1077 лв./kWp, или 551 евро/kWp, спрямо миналата година по същото време, когато са били в размер на около 40 хил. лв., с ДДС, което се равнява на 1 333 лв./kWp, или 682 евро/kWp.

За определяне на средногодишната производителност на ФТЕЦ са взети предвид предоставените с писмо с вх. № Е-04-13-3 от 17.04.2024 г. данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), с отчетна информация за последните три години относно средногодишната продължителност на работа на ФТЕЦ за Р България, като е отчетена и повишената ефективност, респективно производителност на фотоволтаичните панели, поради което се приема за обоснована средногодишна продължителност на работа на ФТЕЦ в размер на 1 406 часа. В тази връзка, нетното специфично производство на електрическа енергия за една година е в размер на 1 406 kWh/kWp.

Предвид изложеното, при използване на модул „Crystalline silicon” с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за Р България възлиза на 1 420 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32°, което съответства на 1 406 kWh/kWp нетно специфично производство на електрическа енергия за една година.

По отношение на разходите за изграждането на вятърни електрически централи в Р България, е извършен анализ въз основа на данни за инсталации с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, от които е установено, че към месец май 2024 г. се изграждат предимно хибридни системи, т.е. система, която има два източника на електроенергия и по-конкретно от ФТЕЦ и от ВяЕЦ. Цената за изграждане на такава инсталация с включени разходи за монтаж и присъединяване е от порядъка на около 30

<sup>7</sup>[https://es3.bg/helpie\\_faq/stojnost-investicij-prihodi-razhodi/](https://es3.bg/helpie_faq/stojnost-investicij-prihodi-razhodi/)

<https://pvpower.bg/cases/30kw/>

<https://solar.vns-bg.com/produkt/%D1%81%D0%BE%D0%BB%D0%B0%D1%80%D0%BD%D0%B0-%D1%84%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BB%D1%82%D0%B0%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0-%D1%86%D0%B5%D0%BD%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BB%D0%B0-30kw/>

<https://pvsolars.net/product/%D1%84%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BB%D1%82%D0%B0%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0-%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B0-pvsolars-30kw-%D0%BC%D1%80%D0%B5%D0%B6%D0%BE%D0%B2%D0%B0/>

<https://shop.chepakov.com/30kwp-samostojatelna-solarna-sistema>

<https://euroled.net/product/12943/fotovoltaichna-sistema-30kw-komplekt-paneli-i-invertor.html>

<https://green-energy.bg/produkt/fotovoltaichna-instalacziya-30-kw/>

<https://pvsolars.net/product/30-kw->

<https://pvsolars.net/product/30-kw-%D1%84%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BB%D1%82%D0%B0%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0-%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B0-%D0%B7%D0%B0-%D0%B1%D0%B8%D0%B7%D0%BD%D0%B5%D1%81%D0%B0/>

<https://euromatic.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/On-grid-%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%BF%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%B8/30kw-Afore-Risen>

<https://www.solar33.net/bg/catalog/id/111.html>

<https://xpi.bg/fotovoltaichna-sistema-za-tok-30kw-za-prodazhba-na-tok>

хил. лв., от които стойността на ветрогенератора е около 50% от инвестицията за подобен тип проекти, което се равнява на 3 000 лв./kW, или 1 534 евро/kW.

Предвид горното, в случаите, когато се предвижда да бъдат изградени ЕЦ 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 възобновяеми източници (ВИ) от обществения доставчик и/или крайните снабдители. 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 нетно специфично производство за съответния вид ВИ.

За определяне на средногодишната производителност на ВяЕЦ са взети предвид предоставените с писмо с вх. № Е-04-13-4 от 17.05.2024 г. данни от АУЕР, с отчетна информация за последните три години относно средногодишната продължителност на работа на ВяЕЦ за Р България, като е отчетена и повишената ефективност, респективно производителност на инсталациите, се установяват средни нетни пълни ефективни часове за ВяЕЦ в размер на 2 260 часа, което се равнява на 2 260 kWh/kW нетно специфично производство (НСП).

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 финансовите 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 ЕЦ 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 ЕЦ 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са определени, като е приложен основен размер на инвестицията за ФТЕЦ от 819 евро/kWp и при отчитане на средни нетни пълни ефективни часове за ФТЕЦ в размер на 1 406 часа, както и размер на инвестицията за ВяЕЦ от 1 196 евро/kW при средни нетни пълни ефективни часове за ВяЕЦ в размер на 2 260 часа. Информация за средните нетни пълни ефективни часове за работа на ФТЕЦ и ВяЕЦ до 30 kW, включително е предоставена от АУЕР с писма с вх. № Е-04-13-3 от 17.04.2024 г. и с вх.

№ Е-04-13-4 от 17.05.2024 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, се взема техният осреднен размер за всяка технология.

В допълнение конкретно по отношение на инвестиционните разходи за изграждане на ФТЕЦ, е извършена съпоставка на данните от международните източници с данните в страната, от която се установява, че размерът на стойността на инвестицията за ФТЕЦ от 819 евро/kWp, без ДДС е по-висок с около 86% спрямо отчетените 441 евро/kWp, без ДДС (551 евро/kWp, с ДДС) на база данни от оферти за изграждане на инсталации в Р България на ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp, включително, което 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.

## **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 приложена прогнозна средногодишна инфлация от 2% за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия.

## **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. 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 ФТЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-3 от 11.04.2024 г. и за ВяЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-4 от 15.05.2024 г. е изискана информация от АУЕР, относно отчетните данни за средногодишната

продължителност на работа на ФТЕЦ 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 писма с вх. № Е-04-13-3 от 17.04.2024 г. и с вх. № Е-04-13-4 от 17.05.2024 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 тази връзка и с оглед обстоятелството, че основно влияние върху производството на електрическа енергия от ЕЦ оказва природният ресурс, с отчитане и на повишената ефективност, респективно производителност на инсталациите, се установяват средни нетни пълни ефективни часове за ФТЕЦ в размер на 1 406 часа и за ВяЕЦ в размер на 2 260 часа.

Предвид горното, се приема за обосновано осреднено за Р България, средните нетни пълни ефективни часове за ФТЕЦ да са в размер на 1 406 часа, което се равнява на 1 406 kWh/kWp нетно специфично производство (НСП) и за ВяЕЦ да са в размер на 2 260 часа, което се равнява на 2 260 kWh/kW нетно специфично производство (НСП).

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

$НСП = (ИМ_1 * НСП_1 + ИМ_2 * НСП_2 + \dots + ИМ_n * НСП_n) / (ИМ_1 + ИМ_2 + \dots + ИМ_n)$ , където:  
НСП - Нетно специфично производство, в kWh/kW;

ИМ<sub>1</sub>, ИМ<sub>2</sub>, ..., ИМ<sub>n</sub> - инсталирана мощност по вид ВИ, в kW;

НСП<sub>1</sub>, НСП<sub>2</sub>, ..., НСП<sub>n</sub> - 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 за ЕЦ с инсталирана мощност до 30 kW са в размер на 2,00% от инвестиционните разходи за целия период.

## 6. Ползен живот на активите и разходите за амортизации

Разходите за амортизации са изчислени при прилагане на линеен метод и в зависимост от осреднен ползен 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 техникo – 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 ФТЕЦ и ВяЕЦ до 30 kW е определен 12-годишен амортизационен срок на активите, който съответства и на 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 произвежда електрическа енергия, която да реализира на свободен пазар.

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

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

1. Инвестиционни разходи: в размер на 1 602 лв./kWp;
2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, материали и др. разходи, свързани с производствения процес: в размер на 24,16 лв./MWh;
3. Полезен живот на активите: 12 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи: 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа за ФЕЦ е 1 406 часа, което се равнява на 1 406 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	лв./MWh (без ДДС)	%
<b><i>ФЕЦ с инсталирана мощност до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>163,95</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	24,07	14,68%
за разходи за амортизации	98,52	60,09%
за възвръщаемост	41,35	25,22%

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

1. Инвестиционни разходи: в размер на 2 339 лв./kW;
2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, материали и др. разходи, свързани с производствения процес: в размер на: 39,90 лв./MWh;
3. Полезен живот на активите: 12 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи: 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа за ВяЕЦ е 2 260 часа, което се равнява на 2 260 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	лв./MWh (без ДДС)	%
<b><i>ВяЕЦ с инсталирана мощност до 30 kW, монтирани на покриви и фасади</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>163,95</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	39,34	23,99%
за разходи за амортизации	86,25	52,61%
за възвръщаемост	38,37	23,40%

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

КЕВР е определила на основание чл. 32, ал. 1 от ЗЕВИ нови цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, със свои 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-04-24-3 от 11.04.2024 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 2023 г., спрямо предходната календарна година.

С писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. НСИ е предоставило информация, от която е установено следното:

- средна годишна работна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение за 2022 г. е в размер на 21 242 лв., а за 2023 г. – 24 147 лв., като процентът на изменение на работна заплата за 2023 г. спрямо предходната календарна година е 13,7%.

– процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2023 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 86,85% т.е. средногодишната инфлация е -13,15%.

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 11.04.2024 г. от министъра на земеделието 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 07.05.2024 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 2023 г. спрямо 2022 г. е 125,6 на сто, т.е. 25,6%.

- средният индекс на изменение за 2023 г. спрямо 2022 г. на цената на суровина от земеделието за производство на електрическа енергия от биомаса - царевича за силаж е 91,3 на сто, т.е. -8,7%, а за оборски тор е 204,8 на сто, т.е. 104,8%.

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 царевича 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 Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) коефициентът и изменението на стойността на ценообразуващите елементи се определят съгласно Закона за енергията от възобновяеми източници по следната формула:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2 + \dots + Pcn * \Delta Исn) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$$
, където:

КД е коефициент по чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от Закона за енергията от възобновяеми източници;

Pc1, Pc2 ... Pcn – относителен дял на съответните разходи по чл. 32, ал. 2, т. 6 от Закона за енергията от възобновяеми източници от общите разходи преди дисконтиране за предходния ценови период, изразен в проценти;

Pt – относителен дял на разходите по чл. 32, ал. 2, т. 7 от Закона за енергията от възобновяеми източници от общите разходи преди дисконтиране за предходния ценови период, изразен в проценти;

Prз – относителен дял на разходите по чл. 32, ал. 2, т. 8 от Закона за енергията от възобновяеми източници от общите разходи преди дисконтиране за предходния ценови период, изразен в проценти;

$\Delta Ис1, \Delta Ис2, \dots, \Delta Исn$  е индекс на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, изразен в проценти;

$\Delta Ит$  – индекс на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 7,

изразен в проценти;

ΔИрз – индекс на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 8, 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, лв.;

Р – разходи по чл. 32, ал. 2 от Закона за енергията от възобновяеми източници;

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

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. 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 прогнозните годишни разходи (ПГР). В тази връзка следва да се има предвид, че възвръщаемостта на капитала е ценообразуващ елемент, който участва във формулата, заложен 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 дисконтов фактор, съгласно съответното ценово решение на Комисията от съответната година за конкретната група ЕЦ от ВИ (арг. от чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ).

Съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. II**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. II 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 310,13 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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:

$$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pт * \Delta Ит + Pрз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$11,51\% = 44,17\% * 25,6\% + 4,19\% * (-13,15\%) + 5,49\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

44,17% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,19% (Pт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

5,49% (Pрз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW са изменени в размер на 223,71 лв./MWh, или 69,98%, в т. ч.:

1.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 49,08 лв./MWh, или 15,35%;

1.1.2. Разходи за горива за транспорт, са в размер на 13,58 лв./MWh, или 4,25%;

1.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 143,25 лв./MWh, или 44,81%;

1.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 17,79 лв./MWh, или 5,57%.

**1.2. Разходи за амортизации** в размер на 54,33 лв./MWh, или 17,00%.

**1.3. Възвръщаемост** в размер на 41,62 лв./MWh, или 13,02%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 319,66 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 11,51%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената:	лв./MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена в т.ч.</b>	<b>319,66</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	223,71	69,98%
разходи за амортизации	54,33	17,00%
възвръщаемост	41,62	13,02%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. III.1**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. III.1 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 600,73 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$ , или

**2,22% = (43,61% \* (-8,7%) + 4,64% \* 104,8%) + 3,69% \* (-13,15%) + 12,00% \* 13,7%**,

където:

43,61% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевича за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевича за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,64% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ( $\Delta Ис2$ ) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

3,69% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

12,00% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW са изменени в размер на 456,07 лв./MWh, или 75,39%, в т. ч.:

2.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 69,85 лв./MWh, или 11,55%;

2.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 72,47 лв./MWh, или 11,98%;

2.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 22,29 лв./MWh, или 3,68%;

2.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 291,46 лв./MWh, или 48,18%.

**2.2. Разходи за амортизации** в размер на 84,12 лв./MWh, или 13,90%.

**2.3. Възвръщаемост** в размер на 64,79 лв./MWh, или 10,71%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 604,98 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,22%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 500 kW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>604,98</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	456,07	75,39%
разходи за амортизации	84,12	13,90%
възвръщаемост	64,79	10,71%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. III.2**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. III.2 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 583,62 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$ , или

$1,77\% = (54,13\% * (-8,7\%) + 5,75\% * 104,8\%) + 4,58\% * (-13,15\%) + 7,71\% * 13,7\%$ ,

където:

54,13% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

5,75% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% (ΔИс2) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,58% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

7,71% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW са изменени в размер на 487,93 лв./MWh, или 83,07%, в т. ч.:

3.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 66,76 лв./MWh, или 11,37%;

3.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 45,00 лв./MWh, или 7,66%;

3.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 26,73 лв./MWh, или 4,55%;

3.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 349,45 лв./MWh, или 59,50%.

**3.2. Разходи за амортизации** в размер на 56,08 лв./MWh, или 9,55%.

**3.3. Възвръщаемост** в размер на 43,34 лв./MWh, или 7,38%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 587,35 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 1,77%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ от 500 до 1500 kW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>587,35</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	487,93	83,07%
разходи за амортизации	56,08	9,55%
възвръщаемост	43,34	7,38%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IV**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IV 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 462,15 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$ , или

**-0,71% = 29,49% \* (-8,7%) + 3,16% \* (-13,15%) + 16,61% \* 13,7%**, където:

29,49% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

3,16% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

16,61% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW са изменени в размер на 301,61 лв./MWh, или 65,38%, в т. ч.:

4.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 74,94 лв./MWh, или 16,24%;

4.1.2. Разходи за работни заплати, в размер на 76,42 лв./MWh, или 16,57%;

4.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 14,55 лв./MWh, или 3,15%;

4.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 135,70 лв./MWh, или 29,41%.

**4.2. Разходи за амортизации** в размер на 90,25 лв./MWh, или 19,56%.

**4.3. Възвръщаемост** в размер на 69,49 лв./MWh, или 15,06%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 461,35 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,71%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 500 kW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>461,35</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	301,61	65,38%

разходи за амортизации	90,25	19,56%
възвръщаемост	69,49	15,06%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. V**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. V 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 361,00 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$2,23\% = 9,51\% * 25,6\% + 6,61\% * (-8,7\%) + 1,89\% * (-13,15\%) + 4,49\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

9,51% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

6,61% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

1,89% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

4,49% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 184,70 лв./MWh, или 51,04%, в т. ч.:

5.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 100,69 лв./MWh, или 27,83%;

5.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 16,78 лв./MWh, или 4,64%;

5.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 7,07 лв./MWh, или 1,95%;

5.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 60,16 лв./MWh,

или 16,63%.

**5.2. Разходи за амортизации** в размер на 100,35 лв./MWh, или 27,73%.

**5.3. Възвръщаемост** в размер на 76,82 лв./MWh, или 21,23%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 361,87 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,23%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>361,87</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	184,70	51,04%
разходи за амортизации	100,35	27,73%
възвръщаемост	76,82	21,23%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VI**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VI 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 561,40 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW е:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pт * \Delta Ит + Pрз * \Delta Ирз$ , или

$1,78\% = 55,65\% * (-8,7\%) + 6,05\% * 104,8\% + 0,95\% * (-13,15\%) + 2,97\% * 13,7\%$ , където:

55,65% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

6,05% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ( $\Delta Ис2$ ) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,95% (Pт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

2,97% (Pрз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta$ Ирз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW са изменени в размер на 440,11 лв./MWh, или 78,06%, в т. ч.:

6.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 78,94 лв./MWh, или 14,00%;

6.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 16,37 лв./MWh, или 2,90%;

6.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 5,25 лв./MWh, или 0,93%;

6.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 339,55 лв./MWh, или 60,22%.

**6.2. Разходи за амортизации** в размер на 67,60 лв./MWh, или 11,99%.

**6.3. Възвръщаемост** в размер на 56,12 лв./MWh, или 9,95%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 563,82 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 1,78%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>563,82</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	440,11	78,06%
разходи за амортизации	67,60	11,99%
възвръщаемост	56,12	9,95%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VII**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VII 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 620,36 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$K\Delta = (Pc1*\Delta Ис1 + Pc2*\Delta Ис2) + Pt*\Delta Ит + Prз*\Delta Ирз$ , или

$2,18\% = 49,83\%*(-8,7\%) + 5,38\%*104,8 + 0,85\%*(-13,15\%) + 7,16\%*13,7\%$ , където:

49,83% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta$ Ис1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

5,38% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ( $\Delta$ Ис2) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,85% (Pт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta$ Ит) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

7,16% (Pрз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta$ Ирз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 471,70 лв./MWh, или 75,70%, в т. ч.:

7.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 93,18 лв./MWh, или 14,95%;

7.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 42,85 лв./MWh, или 6,88%;

7.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 5,09 лв./MWh, или 0,82%;

7.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 330,58 лв./MWh, или 53,06%.

**7.2. Разходи за амортизации** в размер на 82,62 лв./MWh, или 13,26%.

**7.3. Възвръщаемост** в размер на 68,76 лв./MWh, или 11,04%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 623,08 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,18%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b><i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, с комбинирано производство</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>623,08</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	471,70	75,70%
разходи за амортизации	82,62	13,26%
възвръщаемост	68,76	11,04%

## 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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VIII

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VIII 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 361,99 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pт * \Delta Ит + Pрз * \Delta Ирз$ , или

$2,27\% = 9,69\% * 25,6\% + 6,73\% * (-8,7\%) + 1,93\% * (-13,15\%) + 4,58\% * 13,7\%$ , където:

9,69% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

6,73% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

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

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

4,58% (Pрз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 179,26 лв./MWh, или 49,43%, в т. ч.:

8.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 96,52 лв./MWh, или 26,62%;

8.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 59,25 лв./MWh, или 16,34%;

8.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,96 лв./MWh, или 1,92%;

8.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,53 лв./MWh, или 4,56%.

**8.2. Разходи за амортизации** в размер на 100,35 лв./MWh, или 27,67%.

**8.3. Възвръщаемост** в размер на 83,06 лв./MWh, или 22,90%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 362,66 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,27%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>362,66</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	179,26	49,43%
разходи за амортизации	100,35	27,67%
възвръщаемост	83,06	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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.1**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.1 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 209,93 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ic1) + Pt * \Delta It + Prz * \Delta Irz, \text{ или}$$

$$6,91\% = 23,83\% * 25,6\% + 3,73\% * (-13,15\%) + 9,46\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

23,83% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ( $\Delta Ic1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

3,73% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta It$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

9,46% (Prz) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Irz$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW са изменени в размер на 118,85 лв./MWh, или 56,17%, в т. ч.:

9.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 44,00 лв./MWh, или 20,80%;

9.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 7,54 лв./MWh, или 3,56%;

9.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 48,18 лв./MWh, или 22,77%;

9.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 19,13 лв./MWh, или 9,04%.

**9.2. Разходи за амортизации** в размер на 50,71 лв./MWh, или 23,97%.

**9.3. Възвръщаемост** в размер на 42,02 лв./MWh, или 19,86%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 211,58 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 6,91%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>211,58</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	118,85	56,17%
разходи за амортизации	50,71	23,97%
възвръщаемост	42,02	19,86%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.2**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.2 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 306,31 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pт * \Delta Ит + Pрз * \Delta Ирз$ , или

$11,85\% = 45,49\% * 25,6\% + 4,31\% * (-13,15\%) + 5,65\% * 13,7\%$ , където:

45,49% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;



4,31% (Pт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

5,65% (Pрз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW са изменени в размер на 213,41 лв./MWh, или 68,24%, в т. ч.:

10.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 47,15 лв./MWh, или 15,08%;

10.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 12,93 лв./MWh, или 4,14%;

10.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 136,39 лв./MWh, или 43,61%;

10.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,94 лв./MWh, или 5,42%.

**10.2. Разходи за амортизации** в размер на 54,33 лв./MWh, или 17,37%.

**10.3. Възвръщаемост** в размер на 44,99 лв./MWh, или 14,39%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 312,74 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 11,85%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b><i>ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>312,74</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	213,41	68,24%
разходи за амортизации	54,33	17,37%
възвръщаемост	44,99	14,39%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.3**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.3 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 138,44 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pt * \Delta Ит + Ppz * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$-0,13\% = 0,00\% * 25,6\% + 4,61\% * (-13,15\%) + 3,48\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

0,00% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране, **тъй като тази група ЕЦ ползва своите индустриални отпадъци;**

25,6% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на

Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,61% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

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

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW са изменени в размер на 52,11 лв./MWh, или 37,65%, в т. ч.:

11.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 41,02 лв./MWh, или 29,63%;

11.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,32 лв./MWh, или 4,57%;

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

11.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 4,77 лв./MWh, или 3,45%.

**11.2. Разходи за амортизации** в размер на 47,26 лв./MWh, или 34,14%.

**11.3. Възвръщаемост** в размер на 39,06 лв./MWh, или 28,21%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 138,43 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,13%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b>ЕЦ над 5 MW</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>138,43</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	52,11	37,65%

разходи за амортизации	47,26	34,14%
възвръщаемост	39,06	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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. X**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. X 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 629,52 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$2,18\% = 49,84\% * (-8,7\%) + 5,30\% * 104,8\% + 0,84\% * (-13,15\%) + 7,87\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

49,84% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

5,30% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ( $\Delta Ис2$ ) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,84% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

7,87% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 480,89 лв./MWh, или 76,05%, в т. ч.:

12.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 93,18 лв./MWh, или 14,74%;

12.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 5,12 лв./MWh, или 0,81%;

12.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 334,81 лв./MWh, или 52,95%;

12.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 47,79 лв./MWh, или 7,56%.

**12.2. Разходи за амортизации** в размер на 82,62 лв./MWh, или 13,07%.

**12.3. Възвръщаемост** в размер на 68,80 лв./MWh, или 10,88%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 632,32 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,18%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>632,32</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	480,89	76,05%
разходи за амортизации	82,62	13,07%
възвръщаемост	68,80	10,88%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XI**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XI 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 605,05 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$K\Delta = (Pc1*\Delta Ис1 + Pc2*\Delta Ис2) + Pt*\Delta Ит + Prз*\Delta Ирз, \text{ или}$$

$$2,60\% = 43,29\% * (-8,7\%) + 4,60\% * 104,8\% + 0,73\% * (-13,15\%) + 11,95\% * 13,7\%,$$

където:

43,29% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,60% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ( $\Delta Ис2$ ) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,73% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta$ Ит) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

11,95% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta$ Ирз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 421,18 лв./MWh, или 69,26%, в т. ч.:

13.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 68,21 лв./MWh, или 11,22%;

13.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 4,27 лв./MWh, или 0,70%;

13.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 279,09 лв./MWh, или 45,90%;

13.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 69,62 лв./MWh, или 11,45%.

**13.2. Разходи за амортизации** в размер на 102,15 лв./MWh, или 16,80%.

**13.3. Възвръщаемост** в размер на 84,75 лв./MWh, или 13,94%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 608,08 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,60%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>608,08</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	421,18	69,26%
разходи за амортизации	102,15	16,80%
възвръщаемост	84,75	13,94%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XII**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XII 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 403,18 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$K\Delta = (Pc1*\Delta Ис1 + Pc2*\Delta Ис2) + Pт*\Delta Ит + Pрз*\Delta Ирз, \text{ или}$$

$$4,80\% = 19,53\% * 25,6\% + 6,35\% * (-8,7\%) + 1,82\% * (-13,15\%) + 4,32\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

19,53% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

6,35% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

1,82% (Pт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

4,32% (Pрз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл са изменени в размер на 221,66 лв./MWh, или 54,72%, в т. ч.:

14.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 96,52 лв./MWh, или 23,83%;

14.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 101,13 лв./MWh, или 24,97%;

14.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 7,11 лв./MWh, или 1,76%;

14.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,89 лв./MWh, или 4,17%.

**14.2. Разходи за амортизации** в размер на 100,35 лв./MWh, или 24,77%.

**14.3. Възвръщаемост** в размер на 83,06 лв./MWh, или 20,51%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 405,06 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 4,80%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>405,06</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	221,66	54,72%
разходи за амортизации	100,35	24,77%
възвръщаемост	83,06	20,51%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XIII**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XIII 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 362,01 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$ , или

$3,52\% = 12,24\% * 25,6\% + 0,00\% * (-8,7\%) + 1,92\% * (-13,15\%) + 4,63\% * 13,7\%$ , където:

12,24% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,00% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

1,92% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

4,63% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл са изменени в размер на 179,19 лв./MWh, или 49,40%, в т. ч.:

15.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 112,22 лв./MWh, или 30,94%;

15.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 43,64 лв./MWh, или 12,03%;

15.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,83 лв./MWh, или 1,88%;

15.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,51 лв./MWh, или 4,55%.

**15.2. Разходи за амортизации** в размер на 100,35 лв./MWh, или 27,66%.

**15.3. Възвръщаемост** в размер на 83,19 лв./MWh, или 22,94%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 362,73 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 3,52%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>362,73</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	179,19	49,40%
разходи за амортизации	100,35	27,66%
възвръщаемост	83,19	22,94%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XIV**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XIV 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 149,65 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pt * \Delta Ит + Ppz * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$-0,12\% = 0,00\% * 25,6\% + 4,37\% * (-13,15\%) + 3,30\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

0,00% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране, **тъй като тази група ЕЦ ползва своите индустриални отпадъци;**

25,6% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,37% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

3,30% (Ppz) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана



мощност над 5 MW са изменени в размер на 55,72 лв./MWh, или 37,23%, в т. ч.:

16.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 44,63 лв./MWh, или 29,82%;

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

16.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,32 лв./MWh, или 4,22%;

16.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 4,77 лв./MWh, или 3,19%.

**16.2. Разходи за амортизации** в размер на 51,43 лв./MWh, или 34,37%.

**16.3. Възвръщаемост** в размер на 42,49 лв./MWh, или 28,40%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 149,64 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,12%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>149,64</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	55,72	37,23%
разходи за амортизации	51,43	34,37%
възвръщаемост	42,49	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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.1**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.1 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 241,28 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW е:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ic1) + Pt * \Delta It + Prz * \Delta Irz$ , или

$7,85\% = 28,55\% * 25,6\% + 4,47\% * (-13,15\%) + 8,27\% * 13,7\%$ , където:

28,55% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ( $\Delta Ic1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,47% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta It$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по

данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

8,27% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW са изменени в размер на 138,95 лв./MWh, или 57,02%, в т. ч.:

17.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 43,67 лв./MWh, или 17,92%;

17.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 10,31 лв./MWh, или 4,23%;

17.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 65,87 лв./MWh, или 27,03%;

17.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 19,09 лв./MWh, или 7,83%.

**17.2. Разходи за амортизации** в размер на 50,71 лв./MWh, или 20,81%.

**17.3. Възвръщаемост** в размер на 54,02 лв./MWh, или 22,17%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 243,68 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 7,85%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>243,68</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	138,95	57,02%
разходи за амортизации	50,71	20,81%
възвръщаемост	54,02	22,17%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.2**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.2 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 312,02 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$ , или

$11,75\% = 45,09\% * 25,6\% + 4,28\% * (-13,15\%) + 5,60\% * 13,7\%$ , където:

45,09% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,28% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

5,60% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW са изменени в размер на 206,26 лв./MWh, или 64,79%, в т. ч.:

18.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 40,49 лв./MWh, или 12,72%;

18.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 12,90 лв./MWh, или 4,05%;

18.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 135,99 лв./MWh, или 42,72%;

18.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,89 лв./MWh, или 5,31%.

**18.2. Разходи за амортизации** в размер на 54,33 лв./MWh, или 17,07%.

**18.3. Възвръщаемост** в размер на 57,77 лв./MWh, или 18,15%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 318,36 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 11,75%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>318,36</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	206,26	64,79%
разходи за амортизации	54,33	17,07%
възвръщаемост	57,77	18,15%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.3

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.3 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 149,61 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW е:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ic1) + Pt * \Delta It + Prz * \Delta Irz$ , или

**-0,12%=0,00%\*25,6%+4,35%\*(-13,15%)+3,29%\*13,7%**, където:

0,00% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране, **тъй като тази група ЕЦ ползва своите индустриални отпадъци;**

25,6% ( $\Delta Ic1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,35% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta It$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

3,29% (Prz) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Irz$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW са изменени в размер на 55,68 лв./MWh, или 37,22%, в т. ч.:

19.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 44,63 лв./MWh, или 29,83%;

19.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,29 лв./MWh, или 4,21%;

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

19.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 4,75 лв./MWh, или 3,18%.

**19.2. Разходи за амортизации** в размер на 51,43 лв./MWh, или 34,38%.

**19.3. Възвръщаемост** в размер на 42,49 лв./MWh, или 28,40%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 149,60

лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,12%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ над 5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>149,60</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	55,68	37,22%
разходи за амортизации	51,43	34,38%
възвръщаемост	42,49	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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVI**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVI 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 605,50 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$K\Delta = (Pc1*\Delta Ис1 + Pc2*\Delta Ис2) + Pt*\Delta Ит + Prз*\Delta Ирз, \text{ или}$$

$$2,31\% = 51,98\% * (-8,7\%) + 5,65\% * 104,8 + 0,89\% * (-13,15\%) + 7,48\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

51,98% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

5,65% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ( $\Delta Ис2$ ) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,89% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

7,48% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 492,36 лв./MWh, или 80,92%, в т. ч.:

20.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 110,58 лв./MWh, или 18,18%;

20.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 5,15 лв./MWh, или 0,85%;

20.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 333,36 лв./MWh, или 54,79%;

20.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 43,27 лв./MWh, или 7,11%.

**20.2. Разходи за амортизации** в размер на 55,73 лв./MWh, или 9,16%.

**20.3. Възвръщаемост** в размер на 60,33 лв./MWh, или 9,92%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 608,42 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,31%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ над 0,150 до 1 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>608,42</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	492,36	80,92%
разходи за амортизации	55,73	9,16%
възвръщаемост	60,33	9,92%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVII**

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVII 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 394,18 лв./MWh, без ДДС, формирана като резултат от дисконтираните необходими годишни приходи в размер на от 72 721 хил. лв. разделени на дисконтираното нетно количество електрическа енергия за целия период на задължително изкупуване в размер на 184 487 MWh, при коефициент в размер на 4,95%.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$K\Delta = (Pc1*\Delta Иc1 + Pc2*\Delta Иc2) + Pт*\Delta Ит + Pрз*\Delta Ирз, \text{ или}$$

$$3,28\% = 11,41\% * 25,6\% + 0,00\% * (-8,7\%) + 1,79\% * (-13,15\%) + 4,31\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

11,41% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ( $\Delta Ic1$ ) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,00% ( $Pc1$ ) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ic1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

1,79% ( $Pt$ ) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta It$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

4,31% ( $Ppz$ ) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ipz$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл са изменени в размер на 187,34 лв./MWh, или 47,46%, в т. ч.:

21.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 121,16 лв./MWh, или 30,69%;

21.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 43,12 лв./MWh, или 10,92%;

21.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,75 лв./MWh, или 1,71%;

21.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,31 лв./MWh, или 4,13%.

**21.2. Разходи за амортизации** в размер на 100,35 лв./MWh, или 25,42%.

**21.3. Възвръщаемост** в размер на 107,06 лв./MWh, или 27,12%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 394,75 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 3,28%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b><i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>394,75</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	187,34	47,46%
разходи за амортизации	100,35	25,42%
възвръщаемост	107,06	27,12%

**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-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVIII

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVIII 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 550,12 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$ , или

$3,26\% = 53,14\% * (-8,7\%) + 7,10\% * 104,8 + 5,13\% * (-13,15\%) + 8,15\% * 13,7\%$ , където:

53,14% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевича за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ( $\Delta Ис1$ ) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевича за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

7,10% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ( $\Delta Ис2$ ) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

5,13% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ( $\Delta Ит$ ) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

8,15% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ( $\Delta Ирз$ ) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор 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** (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW са изменени в размер на 470,88 лв./MWh, или 84,49%, в т. ч.:

22.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 60,77 лв./MWh, или 10,90%;

22.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 45,48 лв./MWh, или 8,16%;

22.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 28,60 лв./MWh, или 5,13%;

22.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 336,03 лв./MWh, или 60,29%.

**22.2. Разходи за амортизации** в размер на 50,00 лв./MWh, или 8,97%.

**22.3. Възвръщаемост** в размер на 36,48 лв./MWh, или 6,54%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 557,35



лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 3,26%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>557,35</b>	<b>100,00%</b>
експлоатационни разходи	470,88	84,49%
разходи за амортизации	50,00	8,97%
възвръщаемост	36,48	6,54%

## II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 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 фючърните 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период.

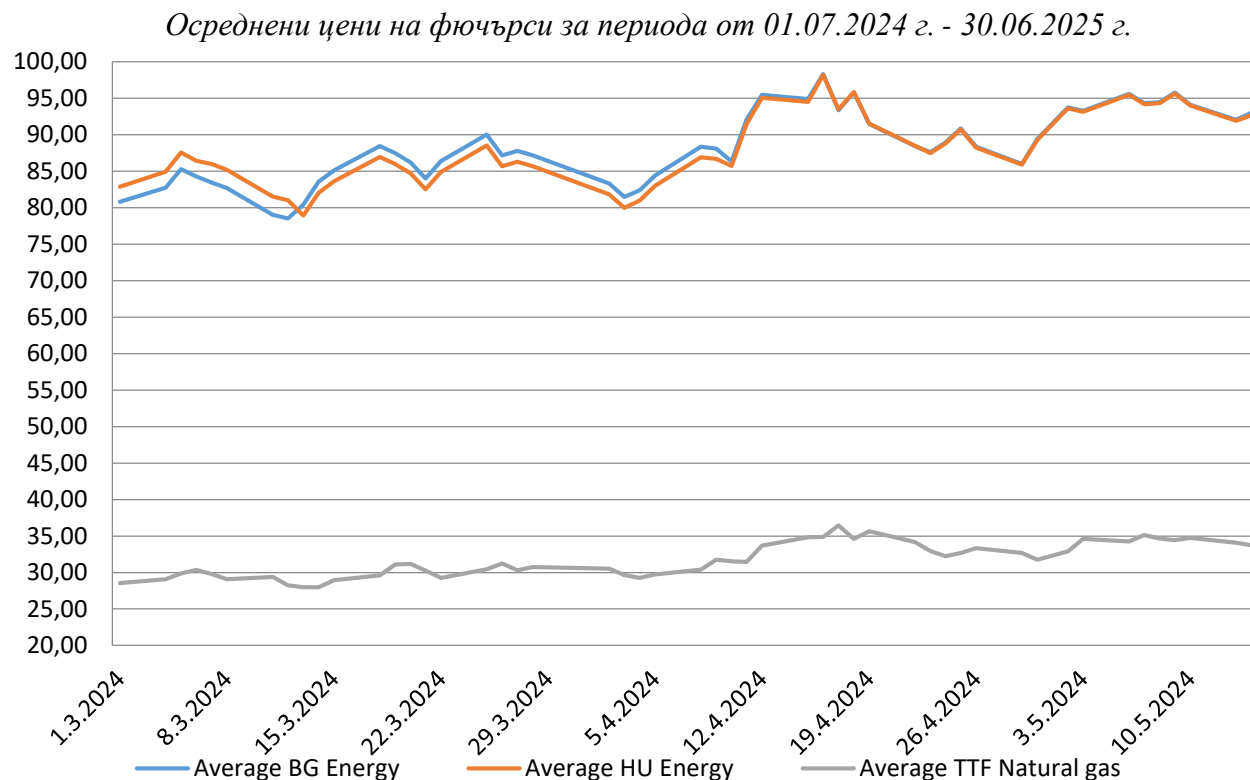
Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на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

Основните движещи фактори за динамиката на цените на електрическата енергия на европейските, съответно регионалните борси са:

1. Цената на природния газ на европейските борси.

Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се

променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози, което е видно от следващата графика.



Европейските цени на природния газ отбелязаха значителна нестабилност през последните три месеца. Осреднените TTF търгувани фючърси<sup>8</sup> за периода от 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период) варираха от 27,97 €/MWh до 36,43 €/MWh.



<sup>8</sup> Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2024, Q4 2024, Q1 2025, Q2 2025.

Причините за тази динамика са различни, като част от тях са свързани с намалени доставки на норвежки газ към Европа и късно застудяване в големи части от континента, водещи до повишено търсене на природен газ за отопление през втората половина на април. В края на месец април хранилищата в ЕС са запълнени на 62%. Това е над средната за последните 5 години запълняемост от 47% и е подобна на наблюдаваната за същия период на миналата година. Динамиката на запълняемост на газохранилищата на европейския пазар се промени значително след войната в Украйна, но дори ако се приеме, че нагнетяването на природен газ следва темп, подобен на този през 2020 г., европейските хранилища ще достигнат над 95% запълняемост до 01.11.2024 г., което е над целта на Европейската комисия от 90%.

Влияние върху цената оказва и възстановяването на европейската икономика през следващите месеци, съответно индустриалното търсене на природен газ, което към настоящия момент е по-слабо от планираното, търсенето от енергийния сектор, което също се очаква да е по-слабо предвид повишаване на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Като цяло доставките на природен газ в Европа се очаква до голяма степен да останат непроменени или леко променени в сравнение с началото на годината, като намалените доставки на втечен природен газ (LNG), както и тези по тръбопроводи с произход Норвегия, Азербайджан и Руската федерация се компенсират с увеличени доставки от Обединеното кралство и държавите от Северна Африка. По-ниските обеми на LNG не трябва да са изненада, предвид обстоятелството, че Азия е по-привлекателен пазар за спот товари, тъй като азиатските цени през по-голямата част от годината се формират като премия плюс цените на европейския пазар.

Предвид горното, очакванията са за стабилизиране на цените на природния газ на нива около средните от горната графика или средна цена около 32,50 €/MWh за периода от 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период).

## 2. Геополитически фактори.

Независимо от икономическите фактори все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат европейския енергиен пазар. Руските доставки през Украйна и Турски поток се увеличиха значително през отоплителния сезон 2023/2024. Общите доставки между октомври 2023 г. и март 2024 г. достигнаха 14,5 млрд. куб. м, спрямо 10 млрд. куб. м, за същия период през предходната зима. Съществува обаче риск за част от руските тръбопроводни потоци към Европа. Договорът за транзит между Газпром и Украйна изтича в края на тази година, а Украйна няма намерение за удължаването му. Това излага на риск приблизително 5% от общия внос в Европа, въпреки потенциала Русия да увеличи потоците през Турски поток, съответно Балкански поток. Като се има предвид нарастването на LNG доставките през втората половина на тази година и през 2025 г., се очаква европейският пазар да се справи с този риск. Пазарът обаче ще бъде все по-предпазлив относно потенциала за попадане на руските LNG доставки под европейски санкции.

## 3. Развитие на възобновяемите енергийни източници.

Независимо от охлаждането по отношение на наблюдавания през изминалите три години инвестиционен интерес към ВЕИ сектора, притокът на нови инвестиции в соларни проекти е значителен. През анализирания период се очаква да се въведат в експлоатация голям обем от нови ВЕИ мощности, чиято реализация е започнала през предходни години. Това обстоятелство притъпява влиянието на горните два фактора и изкривява пряката корелация между цените на природния газ и на електрическата енергия. При слънчеви и ветровити дни, огромното предлагане в часове с относително ниско търсене на електрическа енергия създава предпоставки за отрицателни цени, особено на пазарите, при които доминират дългосрочните договори. Предвид обстоятелството, че на българския пазар основно се търгува „Ден напред“ това явление не е толкова ясно изразено (тъй като производителите могат да спрат работа при отрицателни цени), като

много често разликата между най-ниската и най-високата цена е огромна. Тази динамика, диктувана от метеорологичните условия, се преодолява трудно от пазарите, особено от тези, които са заложили изключително на възобновяеми източници. Фактът, че в моментите на липса на слънце и вятър цените стигат до стойности над 300 лв./MWh е показателен, че все още не са научени уроците от енергийната криза. Регулаторите и институциите са на мнение, че за преодоляване на горните дисбаланси следва да се стимулира мигриращото търсене, което ще промени пазарите. Вероятно улавянето на скоростта на търсенето е следващото предизвикателство, като съвременният дизайн на пазара на електрическа енергия ще трябва да бъде адаптиран към изключително голяма гъвкавост, което няма да се постигне през следващата година, а увеличеното производство от възобновяеми източници ще оказва натиск на средните цени на електрическата енергия в посока надолу.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона, като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс (отразяващ най-ликвидния пазар в региона) варира между 1,75 €/MWh и -1,25 €/MWh, в зависимост от периода на доставка, съответно товарите и производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърските сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>9</sup> (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърските сделки на HUDEX<sup>10</sup>.

Цените на фючърсите за българския и унгарския пазар отбелязаха значителна нестабилност през последните три месеца.

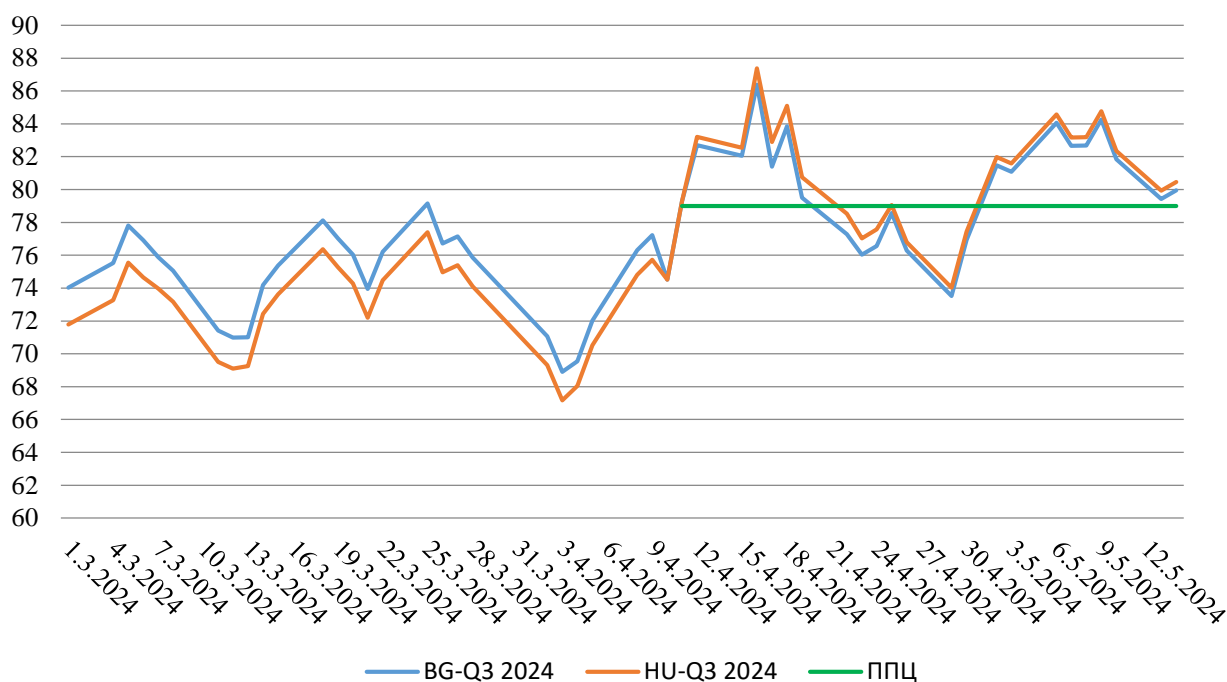
Стойностите за Q3 2024 за българския пазар варират от 68,91 €/MWh до 86,38 €/MWh, а за унгарския – от 67,16 €/MWh до 87,38 €/MWh, като са представени в следващата графика.

---

<sup>9</sup> <http://www.eex.com>

<sup>10</sup> <https://hudex.hu>

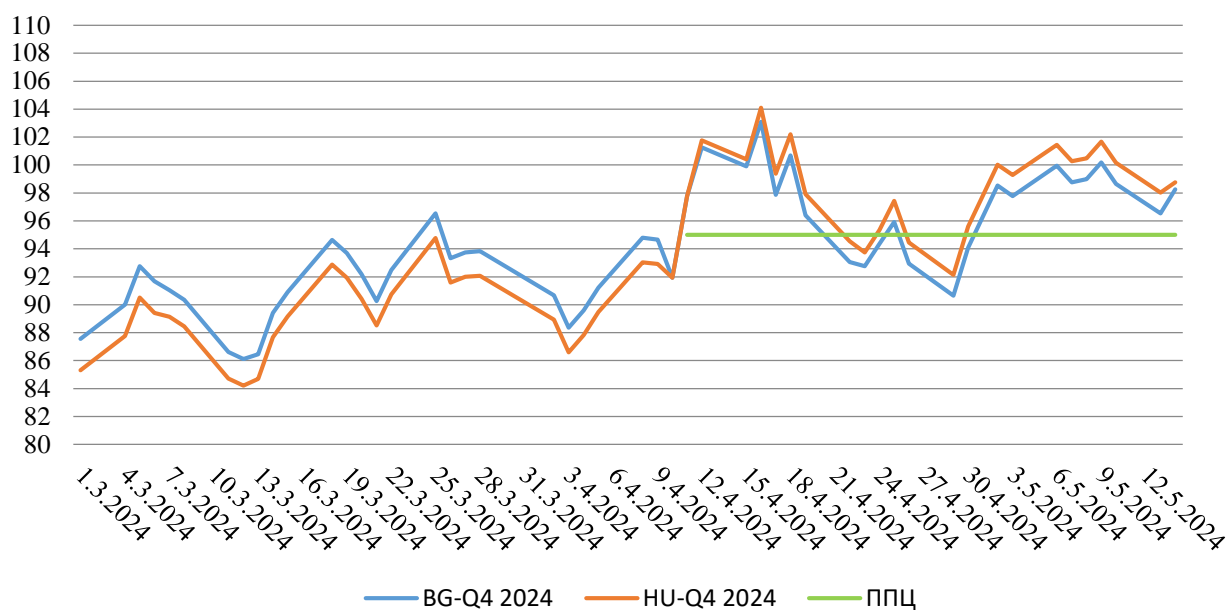
Динамика на Q3 2024 фючърсите за българския и унгарския пазар



Видно от графиката, през месец март върхът на кривата е на нива от около 79 €/MWh, като след пробив през април достига почти 87 €/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март и първите 10 дни на април. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 79 €/MWh за Q3 2024, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхови нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Стойностите за Q4 2024 за българския пазар варират от 86,12 €/MWh до 103,09 €/MWh, а за унгарския от 84,22 €/MWh до 104,09 €/MWh, като са представени в следващата графика.

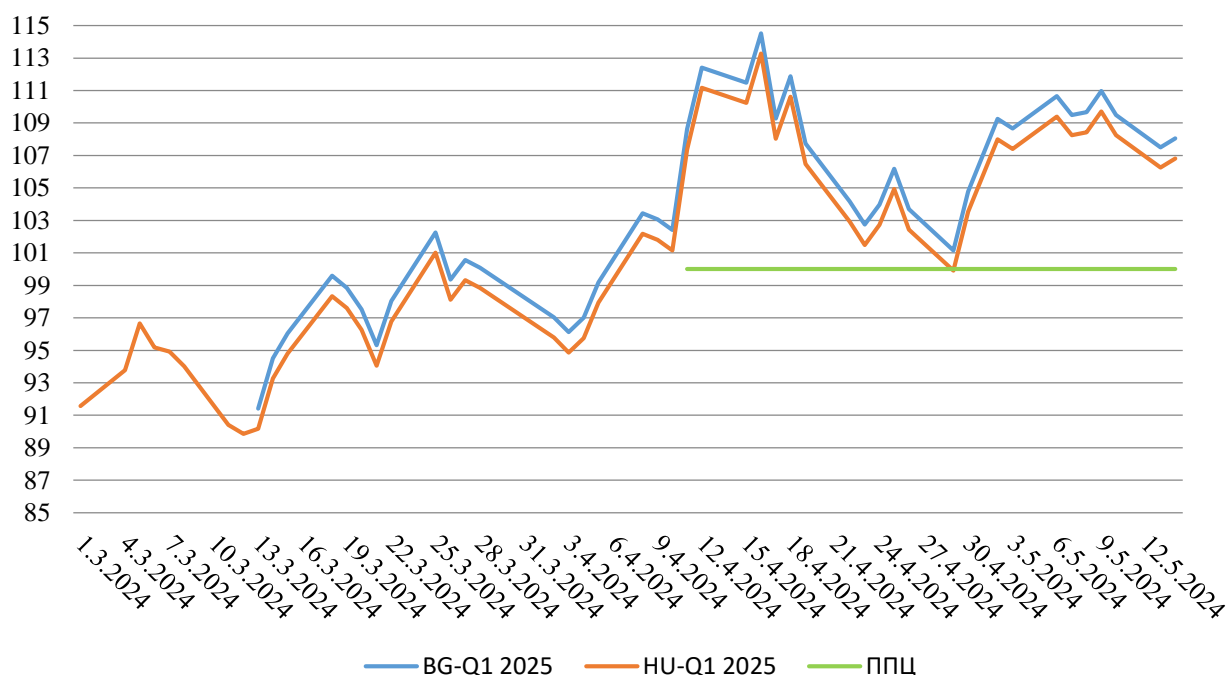
Динамика на Q4 2024 фючърсите за българския и унгарския пазари



Видно от графиката, през месец март върхът на кривата е на нива от около 94 €/MWh (с едно изключение на 25.03.2024 г., когато за ден достига до 96,53 €/MWh), като след пробив през април преминава границата от 103 €/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март и първите 10 дни на април. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 95 €/MWh за Q4 2024, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхови нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Стойностите за Q1 2025 за българския пазар варират от 91,42 €/MWh до 114,52 €/MWh, а за унгарския от 89,85 €/MWh до 113,27 €/MWh, като са представени в следващата графика.

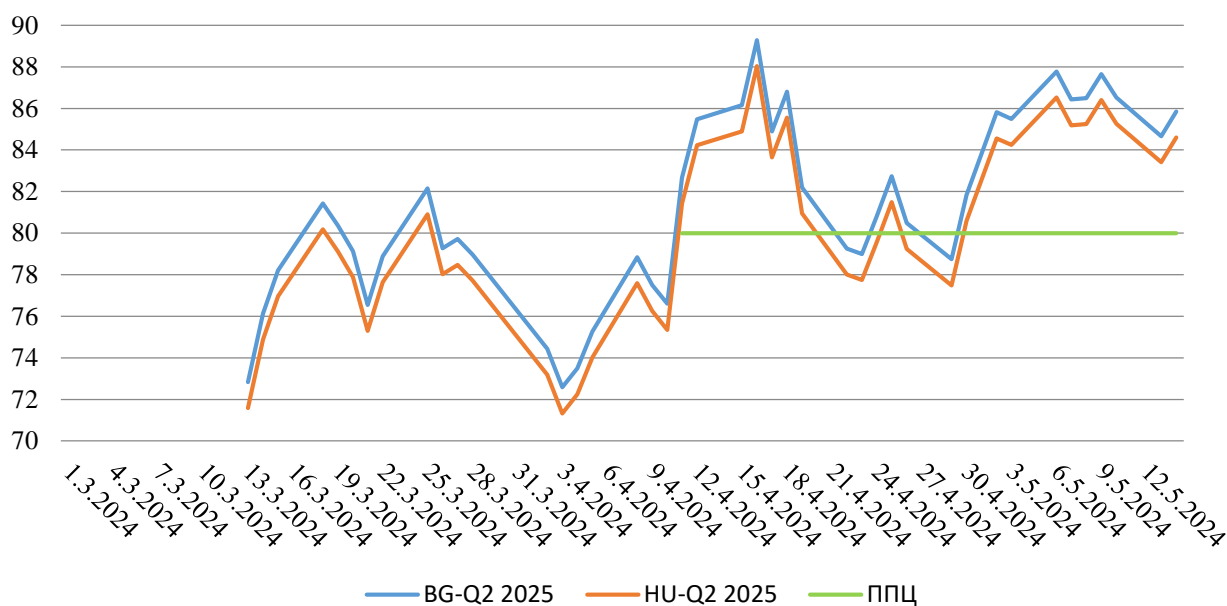
Динамика на Q1 2025 фючърсите за българския и унгарския пазари



Видно от графиката, през месец март върхът на кривата е на нива от около 100 €/MWh (с едно изключение на 25.03.2024 г., когато за ден достига до 102,26 €/MWh), като след пробив през април преминава границата от 114 €/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март и първите 10 дни на април. Следва да се има предвид, че първото тримесечие на 2025 г. е значително отдалечено от момента на анализа и е изключително трудно да се направи прогноза на база на наличните данни. Цените през Q1 2025 са силно зависими от климатичните условия, в т.ч. среднодневна температура, брой слънчеви дни, наличие на вятър, както в Северна Европа, така и на Балканския полуостров, които към настоящия момент е невъзможно да бъдат прогнозирани. В тази връзка, прилагайки консервативен подход и допускане, че климатичните условия ще са близки до тези през Q1 2024, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 100 €/MWh за Q1 2025, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхове нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Стойностите за Q2 2025 за българския пазар варират от 72,58 €/MWh до 89,28 €/MWh, а за унгарския от 71,33 €/MWh до 88,03 €/MWh, като са представени в следващата графика.

Динамика на Q2 2025 фючърсите за българският и унгарския пазари



Видно от графиката, през месец март върхът на кривата е на нива от около 81-82 €/MWh, като след пробив през април преминава границата от 89 €/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март и първите 10 дни на април. Следва да се има предвид, че второто тримесечие на 2025 г. е значително отдалечено от момента на анализа и е изключително трудно да се направи прогноза на база на наличните данни. Цените през Q2 2025 са силно зависими от климатичните условия, като късно застудяване и/или наличието на големи по обем запаси от вода вследствие на снеготопене, които към настоящия момент е невъзможно да бъдат прогнозирани. Със сигурност обаче следва да се отчете, че през този период соларните централи произвеждат значителни количества електрическа енергия и предвид обстоятелството, че към Q2 2025 ще влязат в експлоатация допълнителни соларни мощности както в България, така и в региона, това неминуемо ще доведе до много ниски, включително и отрицателни цени през слънчевите часове, които ще окажат натиск в посока надолу на средните цени за периода. В тази връзка, прилагайки консервативен подход и допускане, че климатичните условия ще са близки до тези през Q2 2024, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 80 €/MWh за Q2 2025, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхове нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

**Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. следва да се определи в размер на 88,50 €/MWh или 173,09 лв./MWh.**

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопредтеглена 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 01.01.2023 г. – 31.12.2023 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 пазара „Ден напред“ за календарната 2023 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за 2023 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара „Ден напред“ за 2023 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджекте“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-централи 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 3“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 4“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 5“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 6“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 7“ 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), „Риал Стейтс“ ЕООД (ФЕЦ Априлци), „Карнобат Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Агрошанс), „Армако“ АД (ФЕЦ Лясковец), „Калцит“ АД (ФЕЦ Калцит), „Галакси РЕ“ ООД (ФЕЦ Дълго поле), „Полигруп“ ООД (ФЕЦ Полигруп), „Радмари Груп“ ООД (ФЕЦ Радмари Груп), „Инвесто партньрс“ ЕАД (ФЕЦ Разлог) и „Тракия-МТ“ ЕООД (ФЕЦ Малко Търново) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигнатата среднопретеглена цена	166,02 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,81743
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>141,49 лв./MWh</b>

#### 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 пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопредтеглена цена	195,62 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,96316
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>166,71 лв./MWh</b>

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 пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопредтеглена цена	216,73 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,06710
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>184,70 лв./MWh</b>

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

След преглед на предоставените от независимия преносен оператор данни за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
3	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.1*p.2)</b>	<b>175,62 лв./MWh</b>

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 – 141,49 лв./MWh;

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh.

### III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕМИИ 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./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	213,09	28,39
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	178,68	-6,02
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	171,18	-13,52
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	68,78
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	-72,22
1.6.	ВгЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	21,58
1.7.	ВгЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	6,24
1.8.	ВгЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	148,58	-18,13

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	557,62
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	77,11
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	112,42
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	-8,09
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5MW	186,49	10,87
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	222,38
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	127,11
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	80,36
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	70,43
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	-38,77
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	-55,02
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.	218,60	42,98

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
2.	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:</b>		
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	222,83	38,13
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 kW до 10 000 kW	186,87	2,17
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	179,04	-5,66
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	80,35
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	-72,60
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	24,29
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	6,35
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	-29,65
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	442,28
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	344,11

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
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	243,68	68,06
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	318,36	142,74
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	149,60	-26,02
2.14.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	32,05
2.15.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	21,23
2.16.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	608,42	432,80
2.17.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	182,46
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	369,34	193,72
2.19.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	77,41
2.20.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	68,24

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
2.21.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	-43,57
2.22.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	-56,35
3.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР		
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	397,95	222,33
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	394,75	219,13
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	388,04	212,42
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	425,95	250,33
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	193,35	8,65

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./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	162,69	-22,01
4.3.	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	156,01	-28,69
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	44,63
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-86,55
4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	104,43	-62,28
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	316,11	174,62
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	95,56
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	94,77
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	58,47
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	50,52
4.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	120,15	-55,47



№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	109,83	-65,79
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	276,54	100,92
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	295,72	120,10
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	149,64	-25,98
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	21,70
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	11,93
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	303,87
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	460,19	284,57
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	410,09	234,47
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	473,56	297,94

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./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	371,80	196,18
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	362,73	187,11
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	361,87	186,25
4.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	394,55	218,93
5.	<b>Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР</b>		
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	206,34	64,85
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	29,88
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	28,36
6.	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР</b>		
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	193,38	8,68

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	242,30	57,60
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	162,71	-21,99
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	156,04	-28,66
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,35	44,65
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-86,55
6.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	151,39	-15,32
6.8.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	105,16	-61,55
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	196,58	55,09
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	34,80
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	18,71
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	38,28

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./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	206,32	30,70
6.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	-70,47
6.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	-86,46
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	211,58	35,96
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	312,74	137,12
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	138,43	-37,19
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	1,34
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-11,14
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	608,08	432,46
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	434,13	258,51
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	387,53	211,91

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
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	632,32	456,70
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	349,32	173,70
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	405,06	229,44
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	337,44	161,82
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	373,76	198,14
7.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР		
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	189,31	4,61
7.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	236,92	52,22
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	159,14	-25,56
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	152,36	-32,34

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	224,37	39,67
7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	-91,01
7.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	-49,73
7.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	-71,16
7.9.	ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	-83,55
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	144,68	3,19
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	-7,46
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	-10,13
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	38,28
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	30,70
7.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	-70,47
7.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	-86,46
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	250,82	75,20
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	278,48	102,86

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
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	222,80	47,18
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	1,34
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-11,14
7.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	453,12	277,50
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	434,13	258,51
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	563,82	388,20
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	623,08	447,46
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	350,22	174,60
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	362,66	187,04
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	338,34	162,72
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	374,66	199,04

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
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	389,60	213,98
8.	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР</b>		
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	179,54	3,92
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	157,88	-17,74
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	310,69	135,07
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	361,87	186,25
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	296,89	121,27
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	334,72	159,10
9.	<b>Премии във връзка с актуализирани цени по Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР</b>		



№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
<b>1</b>	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:</b>		
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.	604,98	429,36
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.	587,35	411,73
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.	461,35	285,73
<b>10.</b>	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР</b>		
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.	376,78	201,16
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.	557,35	381,73
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.	349,06	173,44

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./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	319,66	144,04
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	148,71	-18,00
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	122,50	-44,21
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	132,71	-34,00

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



**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**  
Комисия за енергийно  
и водно регулиране



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 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>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</i>																					
	222,83		216,55	31,85	203,98	19,28	191,41	6,71	178,84	-5,86	166,27	-18,43	153,71	-30,99	141,14	-43,56	128,57	-56,13	116,00	-68,70	103,43	-81,27
15.2.	<i>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</i>																					
	186,87		181,71	-2,99	171,39	-13,31	161,08	-23,62	150,76	-33,94	140,44	-44,26	130,12	-54,58	119,80	-64,90	109,49	-75,21	99,17	-85,53	88,85	-95,85
15.3.	<i>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</i>																					
	179,04		174,13	-10,57	164,30	-20,40	154,47	-30,23	144,64	-40,06	134,81	-49,89	124,98	-59,72	115,15	-69,55	105,32	-79,38	95,49	-89,21	85,66	-99,04
15.4.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																					
	265,05		257,45	72,75	242,24	57,54	227,03	42,33	211,82	27,12	196,61	11,91	181,40	-3,30	166,19	-18,51	150,98	-33,72	135,77	-48,93	120,56	-64,14
15.5.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																					
	112,10		109,12	-75,58	103,15	-81,55	97,19	-87,51	91,22	-93,48	85,26	-99,44	79,29	-105,41	73,33	-111,37	67,36	-117,34	61,40	-123,30	55,43	-129,27
15.6.	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																					
	191,00		187,18	20,47	179,54	12,83	171,91	5,20	164,27	-2,44	156,63	-10,08	148,99	-17,72	141,35	-25,36	133,72	-32,99	126,08	-40,63	118,44	-48,27
15.7.	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																					
	173,06		169,65	2,94	162,84	-3,87	156,03	-10,68	149,22	-17,49	142,41	-24,30	135,60	-31,11	128,79	-37,92	121,98	-44,73	115,17	-51,54	108,36	-58,35
15.8.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																					
	137,06		134,99	-31,72	130,86	-35,85	126,73	-39,98	122,60	-44,11	118,47	-48,24	114,34	-52,37	110,21	-56,50	106,08	-60,63	101,95	-64,76	97,82	-68,89
15.9.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																					
	583,77		569,27	427,78	540,27	398,78	511,28	369,79	482,28	340,79	453,28	311,79	424,29	282,80	395,29	253,80	366,29	224,80	337,30	195,81	308,30	166,81
15.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp</i>																					
	485,60		473,67	332,18	449,82	308,33	425,97	284,48	402,11	260,62	378,26	236,77	354,41	212,92	330,56	189,07	306,70	165,21	282,85	141,36	259,00	117,51
15.11.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подряждане и други дървесни отпадъци</i>																					
	255,51	243,68	229,73	54,11	215,93	40,31	202,30	26,68	188,90	13,28	175,78	0,16	163,04	-12,58	150,81	-24,81	139,27	-36,35	128,70	-46,92	123,90	-51,72

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>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</i>																					
	282,15	318,36	304,62	129,00	291,07	115,45	277,73	102,11	264,66	89,04	251,91	76,29	239,54	63,92	227,64	52,02	216,32	40,70	205,72	30,10	200,76	25,14
15.13.	<i>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</i>																					
	227,20	149,60	135,77	-39,85	121,94	-53,68	108,12	-67,50	94,30	-81,32	80,50	-95,12	66,72	-108,90	52,97	-122,65	39,32	-136,30	25,91	-149,71	19,49	-156,13
15.14.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																					
	405,61	608,42	587,55	411,93	566,82	391,20	546,27	370,65	525,91	350,29	505,78	330,16	485,91	310,29	466,33	290,71	447,10	271,48	428,28	252,66	419,04	243,42
15.15.	<i>Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	253,03		249,34	73,72	241,96	66,34	234,58	58,96	227,20	51,58	219,82	44,20	212,43	36,81	205,05	29,43	197,67	22,05	190,29	14,67	182,91	7,29
15.16.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	243,86		240,40	64,78	233,50	57,88	226,60	50,98	219,69	44,07	212,79	37,17	205,89	30,27	198,99	23,37	192,08	16,46	185,18	9,56	178,28	2,66
15.17.	<i>Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци</i>																					
	132,05		129,73	-45,89	125,10	-50,52	120,47	-55,15	115,84	-59,78	111,21	-64,41	106,57	-69,05	101,94	-73,68	97,31	-78,31	92,68	-82,94	88,05	-87,57
15.18.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци</i>																					
	119,27		117,45	-58,17	113,81	-61,81	110,17	-65,45	106,53	-69,09	102,89	-72,73	99,24	-76,38	95,60	-80,02	91,96	-83,66	88,32	-87,30	84,68	-90,94
15.19.	<i>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</i>																					
	429,42	394,75	362,23	186,61	329,77	154,15	297,41	121,79	265,19	89,57	233,16	57,54	201,43	25,81	170,20	-5,42	139,90	-35,72	111,52	-64,10	98,77	-76,85

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 лв./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.	<i>Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW</i>																	
	195,03	207,67	204,63	29,01	201,59	25,97	198,55	22,93	195,51	19,89	192,47	16,85	189,42	13,80	186,38	10,76	183,34	7,72
15.2.	<i>Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW</i>																	
	185,99	196,85	193,82	18,20	190,79	15,17	187,76	12,14	184,73	9,11	181,71	6,09	178,68	3,06	175,65	0,03	172,62	-3,00
15.3.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	335,19	358,08	352,30	176,68	346,51	170,89	340,73	165,11	334,94	159,32	329,16	153,54	323,37	147,75	317,59	141,97	311,80	136,18
15.4.	<i>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</i>																	
	348,61	369,34	362,85	187,23	356,37	180,75	349,88	174,26	343,39	167,77	336,91	161,29	330,42	154,80	323,93	148,31	317,44	141,82
15.5.	<i>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</i>																	
	390,76	397,95	387,47	211,85	376,99	201,37	366,51	190,89	356,03	180,41	345,56	169,94	335,08	159,46	324,60	148,98	314,12	138,50
15.6.	<i>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</i>																	
	380,45	388,04	377,73	202,11	367,43	191,81	357,12	181,50	346,82	171,20	336,51	160,89	326,20	150,58	315,90	140,28	305,59	129,97
15.7.	<i>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</i>																	
	419,11	425,95	413,62	238,00	401,29	225,67	388,96	213,34	376,63	201,01	364,30	188,68	351,96	176,34	339,63	164,01	327,30	151,68

## 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 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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	Цена	Премия	
16.1.	<i>Нисконапорни деривационни ВЕЦ, руслони 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</i>																			
	193,35		188,55	3,85	178,94	-5,76	169,34	-15,36	159,73	-24,97	150,12	-34,58	140,52	-44,18	130,91	-53,79	121,31	-63,39	111,70	-73,00
16.2.	<i>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</i>																			
	162,69		158,75	-25,95	150,86	-33,84	142,98	-41,72	135,09	-49,61	127,20	-57,50	119,32	-65,38	111,43	-73,27	103,55	-81,15	95,66	-89,04
16.3.	<i>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</i>																			
	156,01		152,25	-32,45	144,74	-39,96	137,23	-47,47	129,72	-54,98	122,21	-62,49	114,69	-70,01	107,18	-77,52	99,67	-85,03	92,16	-92,54
16.4.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW</i>																			
	229,33		223,52	38,82	211,90	27,20	200,27	15,57	188,65	3,95	177,03	-7,67	165,40	-19,30	153,78	-30,92	142,16	-42,54	130,53	-54,17
16.5.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	98,15		95,87	-88,83	91,31	-93,39	86,75	-97,95	82,19	-102,51	77,63	-107,07	73,08	-111,62	68,52	-116,18	63,96	-120,74	59,40	-125,30
16.6.	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																			
	148,71		146,29	-20,42	141,43	-25,28	136,57	-30,14	131,71	-35,00	126,85	-39,86	121,99	-44,72	117,13	-49,58	112,27	-54,44	107,41	-59,30
16.7.	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																			
	132,71		130,60	-36,11	126,37	-40,34	122,14	-44,57	117,92	-48,79	113,69	-53,02	109,46	-57,25	105,23	-61,48	101,00	-65,71	96,78	-69,93
16.8.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	104,43		103,22	-63,49	100,80	-65,91	98,38	-68,33	95,96	-70,75	93,54	-73,17	91,12	-75,59	88,70	-78,01	86,28	-80,43	83,86	-82,85
16.9.	<i>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</i>																			
	316,11		309,70	168,21	296,87	155,38	284,03	142,54	271,20	129,71	258,37	116,88	245,54	104,05	232,71	91,22	219,87	78,38	207,04	65,55
16.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																			
	237,05		232,42	90,93	223,14	81,65	213,87	72,38	204,59	63,10	195,32	53,83	186,04	44,55	176,77	35,28	167,49	26,00	158,22	16,73
16.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																			
	236,26		231,65	90,16	222,41	80,92	213,17	71,68	203,93	62,44	194,69	53,20	185,45	43,96	176,21	34,72	166,97	25,48	157,73	16,24

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	234,09		231,35	55,73	225,86	50,24	220,37	44,75	214,89	39,27	209,40	33,78	203,91	28,29	198,42	22,80	192,94	17,32	187,45	11,83
16.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	226,14		223,57	47,95	218,44	42,82	213,31	37,69	208,18	32,56	203,05	27,43	197,91	22,29	192,78	17,16	187,65	12,03	182,52	6,90
16.14.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	120,15		118,43	-57,19	114,99	-60,63	111,54	-64,08	108,10	-67,52	104,66	-70,96	101,21	-74,41	97,77	-77,85	94,33	-81,29	90,88	-84,74
16.15.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	109,83		108,48	-67,14	105,78	-69,84	103,09	-72,53	100,39	-75,23	97,69	-77,93	95,00	-80,62	92,30	-83,32	89,60	-86,02	86,91	-88,71
16.16.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци</i>																			
	232,40	149,64	135,81	-39,81	121,99	-53,63	108,17	-67,45	94,36	-81,26	80,57	-95,05	66,81	-108,81	53,10	-122,52	39,49	-136,13	26,19	-149,43
16.17.	<i>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</i>																			
	400,97	362,73	333,56	157,94	304,47	128,85	275,50	99,88	246,69	71,07	218,10	42,48	189,88	14,26	162,24	-13,38	135,63	-39,99	111,09	-64,53



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 лв./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.	<i>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</i>																	
	267,07	276,54	272,23	96,61	267,93	92,31	263,62	88,00	259,31	83,69	255,01	79,39	250,70	75,08	246,39	70,77	242,08	66,46
16.2.	<i>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</i>																	
	287,30	295,72	290,38	114,76	285,04	109,42	279,70	104,08	274,36	98,74	269,02	93,40	263,67	88,05	258,33	82,71	252,99	77,37
16.3.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури</i>																	
	192,29	197,32	195,06	19,44	192,79	17,17	190,53	14,91	188,27	12,65	186,01	10,39	183,74	8,12	181,48	5,86	179,22	3,60
16.4.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури</i>																	
	182,86	187,55	185,30	9,68	183,04	7,42	180,79	5,17	178,53	2,91	176,28	0,66	174,03	-1,59	171,77	-3,85	169,52	-6,10
16.5.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	472,63	479,49	472,21	296,59	464,92	289,30	457,64	282,02	450,36	274,74	443,08	267,46	435,79	260,17	428,51	252,89	421,23	245,61
16.6.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	452,14	460,19	453,77	278,15	447,34	271,72	440,92	265,30	434,49	258,87	428,07	252,45	421,65	246,03	415,22	239,60	408,80	233,18
16.7.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	402,66	410,09	404,52	228,90	398,95	223,33	393,38	217,76	387,81	212,19	382,25	206,63	376,68	201,06	371,11	195,49	365,54	189,92
16.8.	<i>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</i>																	
	465,79	473,56	466,52	290,90	459,48	283,86	452,45	276,83	445,41	269,79	438,37	262,75	431,33	255,71	424,29	248,67	417,26	241,64
16.9.	<i>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</i>																	
	367,88	371,80	364,01	188,39	356,21	180,59	348,42	172,80	340,63	165,01	332,84	157,22	325,04	149,42	317,25	141,63	309,46	133,84
16.10.	<i>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</i>																	
	357,98	361,87	354,21	178,59	346,54	170,92	338,88	163,26	331,21	155,59	323,55	147,93	315,89	140,27	308,22	132,60	300,56	124,94
16.11.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл</i>																	
	391,06	394,55	385,38	209,76	376,21	200,59	367,05	191,43	357,88	182,26	348,71	173,09	339,54	163,92	330,37	154,75	321,21	145,59

## 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 лв./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.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																		
	206,34	202,40	60,91	194,51	53,02	186,61	45,12	178,72	37,23	170,83	29,34	162,93	21,44	155,04	13,55	147,15	5,66	139,25	-2,24
17.2.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																		
	171,37	168,21	26,72	161,89	20,40	155,57	14,08	149,25	7,76	142,93	1,44	136,61	-4,88	130,29	-11,20	123,97	-17,52	117,65	-23,84
17.3.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																		
	169,85	166,73	25,24	160,48	18,99	154,22	12,73	147,97	6,48	141,72	0,23	135,47	-6,02	129,22	-12,27	122,96	-18,53	116,71	-24,78

## 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 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	193,38		183,77	-0,93	174,17	-10,53	164,56	-20,14	154,96	-29,74	145,35	-39,35	135,74	-48,96	126,14	-58,56	116,53	-68,17	
18.2.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	242,30		230,21	45,51	218,11	33,41	206,02	21,32	193,92	9,22	181,83	-2,87	169,73	-14,97	157,64	-27,06	145,54	-39,16	
18.3.	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	162,71		154,82	-29,88	146,94	-37,76	139,05	-45,65	131,17	-53,53	123,28	-61,42	115,39	-69,31	107,51	-77,19	99,62	-85,08	

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>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</i>																	
	156,04		148,53	-36,17	141,02	-43,68	133,50	-51,20	125,99	-58,71	118,48	-66,22	110,97	-73,73	103,46	-81,24	95,94	-88,76
18.5.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																	
	229,35		217,73	33,03	206,10	21,40	194,48	9,78	182,85	-1,85	171,23	-13,47	159,61	-25,09	147,98	-36,72	136,36	-48,34
18.6.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																	
	98,15		93,60	-91,10	89,06	-95,64	84,51	-100,19	79,97	-104,73	75,42	-109,28	70,87	-113,83	66,33	-118,37	61,78	-122,92
18.7.	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW</i>																	
	151,39		146,91	-19,80	142,42	-24,29	137,94	-28,77	133,45	-33,26	128,97	-37,74	124,48	-42,23	120,00	-46,71	115,51	-51,20
18.8.	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW</i>																	
	122,50		118,83	-47,88	115,16	-51,55	111,49	-55,22	107,82	-58,89	104,16	-62,55	100,49	-66,22	96,82	-69,89	93,15	-73,56
18.9.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																	
	105,16		102,74	-63,97	100,32	-66,39	97,90	-68,81	95,48	-71,23	93,06	-73,65	90,63	-76,08	88,21	-78,50	85,79	-80,92
18.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																	
	196,58		188,63	47,14	180,68	39,19	172,72	31,23	164,77	23,28	156,82	15,33	148,87	7,38	140,92	-0,57	132,96	-8,53
18.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																	
	176,29		169,18	27,69	162,06	20,57	154,95	13,46	147,84	6,35	140,73	-0,76	133,61	-7,88	126,50	-14,99	119,39	-22,10
18.12.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																	
	160,20		153,84	12,35	147,47	5,98	141,11	-0,38	134,74	-6,75	128,38	-13,11	122,02	-19,47	115,65	-25,84	109,29	-32,20
18.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
	206,32		201,44	25,82	196,57	20,95	191,69	16,07	186,82	11,20	181,94	6,32	177,06	1,44	172,19	-3,43	167,31	-8,31
18.14.	<i>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</i>																	
	249,66	211,58	198,67	23,05	185,89	10,27	173,27	-2,35	160,86	-14,76	148,74	-26,88	136,99	-38,63	125,77	-49,85	115,29	-60,33

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>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</i>																	
	277,39	312,74	299,61	123,99	286,66	111,04	273,93	98,31	261,46	85,84	249,30	73,68	237,50	61,88	226,16	50,54	215,37	39,75
18.16.	<i>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</i>																	
	221,71	138,43	125,72	-49,90	113,02	-62,60	100,33	-75,29	87,64	-87,98	74,97	-100,65	62,33	-113,29	49,74	-125,88	37,25	-138,37
18.17.	<i>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</i>																	
	447,43	632,32	609,75	434,13	587,35	411,73	565,14	389,52	543,16	367,54	521,43	345,81	500,01	324,39	478,93	303,31	458,26	282,64
18.18.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	453,12	608,08	584,58	408,96	561,29	385,67	538,22	362,60	515,43	339,81	492,95	317,33	470,83	295,21	449,16	273,54	428,00	252,38
18.19.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	387,04	405,06	377,94	202,32	350,97	175,35	324,20	148,58	297,69	122,07	271,53	95,91	245,86	70,24	220,89	45,27	196,95	21,33
18.20.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури</i>																	
	176,96		174,33	-1,29	171,70	-3,92	169,07	-6,55	166,44	-9,18	163,81	-11,81	161,18	-14,44	158,55	-17,07	155,92	-19,70
18.21.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури</i>																	
	164,48		161,85	-13,77	159,22	-16,40	156,58	-19,04	153,95	-21,67	151,32	-24,30	148,69	-26,93	146,06	-29,56	143,42	-32,20
18.22.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	434,13		427,88	252,26	421,62	246,00	415,37	239,75	409,11	233,49	402,86	227,24	396,61	220,99	390,35	214,73	384,10	208,48
18.23.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	387,53		381,92	206,30	376,31	200,69	370,70	195,08	365,09	189,47	359,48	183,86	353,86	178,24	348,25	172,63	342,64	167,02
18.24.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
	213,90		208,69	33,07	203,47	27,85	198,26	22,64	193,05	17,43	187,84	12,22	182,62	7,00	177,41	1,79	172,20	-3,42

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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	Цена
18.25.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																		
	105,15		101,55	-74,07	97,94	-77,68	94,34	-81,28	90,74	-84,88	87,14	-88,48	83,53	-92,09	79,93	-95,69	76,33	-99,29	
18.26.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																		
	89,16		86,30	-89,32	83,43	-92,19	80,57	-95,05	77,71	-97,91	74,85	-100,77	71,98	-103,64	69,12	-106,50	66,26	-109,36	
18.27.	<i>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</i>																		
	349,32		342,37	166,75	335,43	159,81	328,48	152,86	321,53	145,91	314,59	138,97	307,64	132,02	300,69	125,07	293,74	118,12	
18.28.	<i>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</i>																		
	337,44		330,10	154,48	322,75	147,13	315,41	139,79	308,06	132,44	300,72	125,10	293,37	117,75	286,03	110,41	278,68	103,06	
18.29.	<i>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</i>																		
	373,76		365,56	189,94	357,37	181,75	349,17	173,55	340,97	165,35	332,78	157,16	324,58	148,96	316,38	140,76	308,18	132,56	

### 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 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>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</i>																			
	189,31		184,60	-0,10	175,20	-9,50	165,80	-18,90	156,39	-28,31	146,99	-37,71	137,59	-47,11	128,18	-56,52	118,78	-65,92	109,38	-75,32

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	236,92		231,00	46,30	219,17	34,47	207,35	22,65	195,52	10,82	183,69	-1,01	171,87	-12,83	160,04	-24,66	148,22	-36,48	136,39	-48,31
19.3.	<i>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</i>																			
	159,14		155,28	-29,42	147,57	-37,13	139,86	-44,84	132,14	-52,56	124,43	-60,27	116,72	-67,98	109,00	-75,70	101,29	-83,41	93,58	-91,12
19.4.	<i>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</i>																			
	152,36		148,69	-36,01	141,36	-43,34	134,02	-50,68	126,69	-58,01	119,35	-65,35	112,02	-72,68	104,68	-80,02	97,35	-87,35	90,01	-94,69
19.5.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																			
	224,37		218,68	33,98	207,31	22,61	195,94	11,24	184,57	-0,13	173,20	-11,50	161,82	-22,88	150,45	-34,25	139,08	-45,62	127,71	-56,99
19.6.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	93,69		91,52	-93,18	87,18	-97,52	82,84	-101,86	78,50	-106,20	74,16	-110,54	69,82	-114,88	65,48	-119,22	61,14	-123,56	56,80	-127,90
19.7.	<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW</i>																			
	116,98		115,26	-51,45	111,80	-54,91	108,33	-58,38	104,86	-61,85	101,40	-65,31	97,93	-68,78	94,47	-72,24	91,00	-75,71	87,53	-79,18
19.8.	<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW</i>																			
	95,55		93,52	-73,19	90,66	-76,05	87,80	-78,91	84,94	-81,77	82,08	-84,63	79,21	-87,50	76,35	-90,36	73,49	-93,22	70,63	-96,08
19.9.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	83,16		82,21	-84,50	80,29	-86,42	78,38	-88,33	76,47	-90,24	74,55	-92,16	72,64	-94,07	70,72	-95,99	68,81	-97,90	66,90	-99,81

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>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</i>																			
	144,68		130,21	-11,28	115,75	-25,74	101,28	-40,21	86,81	-54,68	72,34	-69,15	57,87	-83,62	43,40	-98,09	28,94	-112,55	14,47	-127,02
19.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																			
	134,03		131,34	-10,15	125,93	-15,56	120,52	-20,97	115,12	-26,37	109,71	-31,78	104,30	-37,19	98,89	-42,60	93,48	-48,01	88,08	-53,41
19.12.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																			
	131,36		128,77	-12,72	123,56	-17,93	118,34	-23,15	113,12	-28,37	107,90	-33,59	102,68	-38,81	97,46	-44,03	92,24	-49,25	87,02	-54,47
19.13.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	213,90		211,29	35,67	206,08	30,46	200,87	25,25	195,66	20,04	190,44	14,82	185,23	9,61	180,02	4,40	174,81	-0,81	169,60	-6,02
19.14.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	206,32		203,88	28,26	199,01	23,39	194,13	18,51	189,25	13,63	184,38	8,76	179,50	3,88	174,63	-0,99	169,75	-5,87	164,87	-10,75
19.15.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	105,15		103,35	-72,27	99,75	-75,87	96,14	-79,48	92,54	-83,08	88,94	-86,68	85,33	-90,29	81,73	-93,89	78,13	-97,49	74,52	-101,10
19.16.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	89,16		87,72	-87,90	84,86	-90,76	81,99	-93,63	79,13	-96,49	76,27	-99,35	73,40	-102,22	70,54	-105,08	67,68	-107,94	64,81	-110,81
19.17.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прощиване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																			
	250,82		248,72	73,10	244,52	68,90	240,32	64,70	236,12	60,50	231,92	56,30	227,72	52,10	223,52	47,90	219,32	43,70	215,12	39,50

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>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</i>																			
	278,48		275,86	100,24	270,61	94,99	265,37	89,75	260,12	84,50	254,87	79,25	249,63	74,01	244,38	68,76	239,13	63,51	233,89	58,27
19.19.	<i>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</i>																			
	222,80		220,84	45,22	216,94	41,32	213,03	37,41	209,12	33,50	205,22	29,60	201,31	25,69	197,41	21,79	193,50	17,88	189,59	13,97
19.20.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури</i>																			
	176,96		175,64	0,02	173,01	-2,61	170,38	-5,24	167,75	-7,87	165,12	-10,50	162,50	-13,12	159,87	-15,75	157,24	-18,38	154,61	-21,01
19.21.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури</i>																			
	164,48		163,17	-12,45	160,54	-15,08	157,90	-17,72	155,27	-20,35	152,64	-22,98	150,01	-25,61	147,38	-28,24	144,74	-30,88	142,11	-33,51
19.22.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	453,12		448,88	273,26	440,41	264,79	431,94	256,32	423,48	247,86	415,01	239,39	406,54	230,92	398,07	222,45	389,60	213,98	381,14	205,52
19.23.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	434,13		431,00	255,38	424,75	249,13	418,49	242,87	412,24	236,62	405,99	230,37	399,73	224,11	393,48	217,86	387,23	211,61	380,97	205,35
19.24.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	387,53	563,82	544,91	369,29	526,12	350,50	507,46	331,84	488,94	313,32	470,60	294,98	452,45	276,83	434,52	258,90	416,85	241,23	399,49	223,87
19.25.	<i>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</i>																			
	447,43	623,08	600,32	424,70	577,72	402,10	555,30	379,68	533,08	357,46	511,10	335,48	489,39	313,77	468,00	292,38	446,99	271,37	426,42	250,80



№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./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.	<i>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</i>																			
	350,22		346,75	171,13	339,80	164,18	332,85	157,23	325,91	150,29	318,96	143,34	312,01	136,39	305,06	129,44	298,12	122,50	291,17	115,55
19.27.	<i>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</i>																			
	387,94	362,66	335,14	159,52	307,71	132,09	280,41	104,79	253,27	77,65	226,37	50,75	199,81	24,19	173,79	-1,83	148,65	-26,97	125,10	-50,52
19.28.	<i>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</i>																			
	338,34		334,67	159,05	327,32	151,70	319,98	144,36	312,63	137,01	305,29	129,67	297,94	122,32	290,60	114,98	283,25	107,63	275,91	100,29
19.29.	<i>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</i>																			
	374,66		371,16	195,54	362,96	187,34	354,77	179,15	346,57	170,95	338,37	162,75	330,17	154,55	321,97	146,35	313,78	138,16	305,58	129,96
19.30.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство</i>																			
	389,60		385,64	210,02	377,74	202,12	369,83	194,21	361,93	186,31	354,03	178,41	346,12	170,50	338,22	162,60	330,31	154,69	322,41	146,79

По отношение на горните точки от 15 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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. Докладът отразява законовото задължение на Комисията ежегодно, в срок до 30-ти юни, да определи преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници и по-конкретно за групите електрически централи с инсталирана мощност до 30 kW, 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.

Съгласно разпоредбите на ЗЕВИ, Комисията има задължение в срок до 30 юни да актуализира и преференциалните цени за изкупуване на електрическата енергия, която е произведена от биомаса. Съгласно последните изменения от последните години в нормативната база, Комисията има задължение да изчисли прогнозни пазарни цени, които касаят сектор възобновяема енергия. Въпросните прогнозни пазарни цени следва да бъдат определени в зависимост от първичния енергиен източник и в резултат на което да бъде определена премия за съответната група електрически централи по съответните решения на Комисията през годините.

В тази връзка е извършен анализ чрез използването на разнородни източници, посочени в мотивната част на доклада. Работната група се е спряла на различни по вид източници, а именно: Международна агенция за възобновяема енергия – IRENA; един от най-големите производители и доставчици на подобен тип технологии за соларни системи; институт „Фраунхофер“, който се занимава специално с такава дейност; специализирана в сектор „Енергетика“; списание PV magazine, което е едно от най-известните в сектора.

А. Иванова поясни, че няма да се спира конкретно на стойностите на движението на отделни инвестиционни разходи през периодите, тъй като има голямо движение през последните години на цените на основни суровини като алуминий, стомана, полисилиций, което пряко влияе върху крайната цена при инсталирането на подобен тип инсталации. Всички източници, които работната група е разгледала и е посочила единодушно препращат към стойности на инвестиционните разходи през 2021 г. и показват, че или са равни, или приблизителни, така че работната група умишлено се е спряла на тези източници. Конкретно от IRENA са използвани два доклада, като единият е от 2022 г. с отчетни данни от 2021 г., а другият е от 2023 г. с прогноза за периода 2023 г. – 2025 г. Умишлено е използван, тъй като работната група е искала да се види, че наистина тези стойности се припокриват и в периода назад и в този, който е използван занапред. В тази връзка средно за периода, за 2023 г., размерът на инвестиционните разходи за фотоволтаични системи се е движил от порядъка на 644 евро до 788 евро. При разглежданите източници и извършването на анализа е установено, че за групите електрически централи с инсталирана мощност до 30 kW вече има и много такива, които са хибридни. Не само изградени ВяЕЦ, а ВяЕЦ и ФЕЦ, т.е. хибридна инсталация, която използва два вида възобновяеми източници. В тази връзка са разгледани и цените, като инвестиция за труд и материали по отношение на вятърните централи и за хибридните инсталации.

По отношение на вятърните централи: средно за 2023 г., размерът на инвестиционния разход се е движел от порядъка на 718 евро до 883 евро, като в края на годината, след отчитането на повишението на цените на основните суровини, размерът на инвестицията за фотоволтаични електрически централи до 30 kW е бил в размер на 819

евро/kWp, а по отношение на вятърните централи е в размер на 1 196 евро/kW.

Ив. Н. Иванов обръна внимание, че в доклада стойностите са посочени и в лева, както се изисква.

А. Иванова уточни, че са посочени в евро, долари и лева съгласно курса на БНБ и са посочени международни източници, като крайната стойност се припокрива. За да се изпълнят изискванията на закона, освен използването на данни от международни източници, работната група е извършила проверка на данни на база офери от български строители на подобен тип инсталации, в резултат на което е установено, че в България (към месец май) стойността на подобен тип инвестиция е намаляла с 19%. Средно е около 32 хил. лв., с ДДС, което се равнява на 551 евро/kWp. Спрямо същия период през миналата година, стойността на инвестицията в България е била около 40 хил. лв., с ДДС, което се равнява на 682 евро/kWp. За да бъде още по-обективна, работната група е използвала данни и от АУЕР. Изпратено е регулярно писмо на база, на което са получени данни за последните три години и по отношение на фотоволтаичните електрически централи. В него е посочено, че средногодишната продължителност на работа на такъв тип инсталации е 1 406 часа. Същата е приложена при изчисляването на крайната цена. По отношение на вятърните електрически централи са посочени средни нетни пълни ефективни часове за последните три години в размер на 2 260 часа.

А. Иванова каза, че относно хибридните инсталации на българския пазар са разгледани офери чиито размер се движи от порядъка на около 30 000 лева, като 50% от инвестицията представлява ветрогенераторът. В тази връзка работната група е обрънала специално внимание, че за изкупуването на електрическа енергия от такъв тип инсталации, следва да се изчисли количеството, което следва да се закупи по преференциална цена от единия възобновяем източник и от другия възобновяем източник, като е посочена и формула, по която следва да се изчисли, а именно трябва да се вземе нетното специфично производство за единия възобновяем източник и съответната инсталирана мощност на този възобновяем източник от общата инсталирана мощност. По аналогия, същото се прави и за другия възобновяем източник.

А. Иванова заяви, че ценообразуващите елементи са изброени подробно в доклада и няма да се влиза в конкретика. При определянето на преференциалните цени за фотоволтаичните електрически централи, размерът от 819 евро/kWp, който е приложен за тази година, е по-висок с 86% спрямо отчетените 551 евро, т.е. с тази голяма разлика се дава преднина на всяко едно дружество, каквото и да се случи в рамките на този период – дали до края на годината, дали в обхвата на първото полугодие на следващата година, да оперира с тези пари. Дали ще закупи по-висококачествени панели или може да увеличи труда и каквото и да е друго, дружеството има възможност спокойно да оперира с тези допълнителни средства.

А. Иванова прочете преференциалните цени, които са определени на база на прегледа, който е извършила работната група:

За фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност до 30 kWp, цената за тази година е в размер на 163,95 лева. Същата е по-ниска с 5,45% спрямо миналата година, приета с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г., когато е била в размер на 172,88 лева. По-различното през тази година е, че няма цени за групи електрически централи до 5 kW, както е било досега.

На база разпоредбите в ЗЕВИ, работната група няма задължение да прави разбивки по групи и е решено тази година да бъде една обща група до 30 kW. Същевременно, предвид офертите, които са се появили при прегледа на отделните източници, е установено, че трябва да се направи цена за вятърни електрически централи до 30 kW, отново в изпълнение на закона, защото в него е казано от *възобновяеми източници*, т.е. той позволява да се направи и цена за друг вид възобновяем източник. Тъй като разгледаните централи са и хибридни, работната група е направила цена и за вятърни електрически

централи с инсталирана мощност до 30 kW, като цената също е в размер на 163,95 лв. и е идентична с тази за ФЕЦ.

А. Иванова обърна внимание, че може да се запита как се е стигнало до идентични цени, при положение че инвестиционните разходи са различни и обърна внимание, че инвестиционните разходи са различни, но има значение и часовата натовареност през годината на такъв тип централи. Съвсем случайно са се получили еднакъв тип стойности. Предвид изискванията на Закона цената за всички централи след 31.12.2015 г., следва да бъде редуцирана за остатъка от преференциалния период, като в случая остават 12 години. От закона се знае, че за групите електрически централи преференциалният период е 12, т.е. съвпада и с остатъка от преференциалния период за ФЕЦ и ВяЕЦ. Стойностите на всеки един от елементите са посочени подробно.

Ив. Н. Иванов заяви, че след като е видял еднаквите стойности на цената си е помислил, че е допусната грешка в проекта на решение, но явно не е така.

А. Иванова каза, че в случая *грешката* е вярна. Параметрите за всеки един вид от тези възобновяеми източници са подробно посочени, както и как работната група е достигнала до тях.

По отношение на частта, касаеща актуализацията на преференциалните цени:

Работната група е изпратила регулярни писма до Националния статистически институт и Министерство на земеделието, в резултат на което е получен отговор, на база на който е установено, че по отношение на работната заплата изменението за 2023 г. спрямо 2022 г. е повишение +13,7%.

По отношение на разходите за горива за транспорт: на база предоставената от НСИ информация, е установено, че за 2023 г. спрямо предходната година е установено намаление от 13,15%.

По отношение на информацията, която е представена от Министерство на земеделието: установено е, че за 2023 г. спрямо 2022 г. изменението на дървесината е в посока увеличение с 25,6%. По отношение на другите две суровини, които се използват в отделните групи електрически централи в производствения си процес: царевичата за силаж е с намаление от 8,7%, а оборският тор е с повишение от 104,8%.

А. Иванова обърна внимание, че от опита на работната група през годината със съда и отделни вещи лица прави впечатление, че за повечето от тях възникват някои неясноти, тъй като елементите, които се актуализират съгласно закона са три: работна заплата, суровина (тъй като се прима, че като се каже суровина е само един елемент) и разходите за горива за транспорт.

Работната група подробно е обяснила начинът, по който се изчислява всеки един елемент на база на измененията в съответната година от данните, които се предоставят от отделните ведомства и как се е стигнало до всяка една от тях като краен резултат, как следва да се прилага.

В случая е обяснено, че когато една централа, една група централи, използва дадена суровина в някоя от групите се дава възможност конкретната централа да гори повече от една суровина в своя производствен процес. Обяснено е, че в конкретни групи някои производители използват, освен дървесина, като втора суровина и силаж. Някои групи централи използват едновременно силаж и тор, поради което следва да се има предвид, че за групите централи, които ползват повече от един вид суровина в своя производствен процес трябва да се има предвид, че компонентите са два, но общата стойност накрая, като относителен дял, следва се приема за двете суровини, което е правилно.

В мотивната част са посочени подробно елементите, измененията с отделните индекси, предоставени от ведомствата за отделните групи, как се изменят, как се изчисляват и по какви формули. Впоследствие е определена прогнозна пазарна цена според вида възобновяем източник. А. Иванова каза, че ще обърне внимание конкретно на прогнозната пазарна цена от биомаса. Прогнозната пазарна цена от биомаса за тази година

е в размер на 175,62 лв./MWh. На база извършените изчисления, определянето на прогнозните пазарни цени по-подробно ще бъде представено от работната група от сектор „Електроенергетика“. На базата на изчислените прогнозни пазарни цени са определени премиите за отделните групи възобновяеми източници от съответните решения на Комисията през годините. Освен за стандартните решения на Комисията от 2011 г. насам са изчислени и премии на групите производители, които са използвали в процеса на изграждане на своите централи и безвъзмездно финансиране. Обхванат е пълният набор от решения на Комисията през годините. А. Иванова обърна внимание, че Комисията не определя премии в случаите, когато определената и актуализираната преференциална цена за отделните групи производители и изчислената прогнозна пазарна цена е отрицателна величина. В случаите, когато е отрицателна величина Комисията не определя премии и съответно премии те не се дължат.

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;

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 и диспозитива на проекта на решение:

## КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2024 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва: (т.1 и т.2)

т.1 За групите фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност до 30 kW преференциална цена в размер на 163,95 и нетно специфично производство 1406.

т.2 За вятърни електрически централи с обща инсталирана мощност до 30 kW отново цена 163,95 и нетно специфично производство 2260 (А. Иванова обърна внимание, че във т. II в табличен вид са поместени всички цени, които са актуализирани за новия ценови период).

II. Актуализира, считано от 01.07.2024 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от биомаса и определя премии за тези цени (подробно изложени от т.1 до т. 22).

III. Определя премии за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (Подробно изложени в точки от 1 до 17 в отделните таблици. Поместени са всички цени и премии на групите

производители по всички решения на Комисията, включително и по решения на Комисията, с които са определени цени за групите електрически централи, които са използвали в своето строителство процент безвъзмездно финансиране).

Ив. Н. Иванов благодари на работната група за изчерпателното изложение.

Пл. Младеновски обърна внимание, че в т. 3 от решението на доклада трябва да се добави накрая: *и да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища.*

Ив. Н. Иванов отбеляза, че това е правилно и обърна внимание, че това е в решението на доклада, когато се говори за общественото обсъждане. Трябва да завърши с определянето на 14-дневен срок.

Пл. Младеновски обобщи, че т.3 от решението на доклада придобива следната редакция:

*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.*

Ив. Н. Иванов каза, че в доклада подробно са описани тези 22 вида производители, които са съобразно мощност, вид на суровина. Представянето на А. Иванова е общо разглеждане преди конкретното представяне на тези видове производители. Ив. Н. Иванов каза, че ще съобщи датите и сроковете до края на процедурата, като допълнението, представено от г-н Младеновски ще бъде отнесено към т. 3 от проекта на решение по доклада.

Ив. Н. Иванов каза, че насрочва провеждането на обществено обсъждане на 10.06.2024 г. от 10:00 ч. в зала IV на Комисията за енергийно и водно регулиране. Срокът за представяне на становища по проекта на решение е 14-дневен, което е отбелязано и в самия диспозитив на решението по доклада в т. 3.

Ив. Н. Иванов каза, че насрочва закрито заседание, на което Комисията ще се произнесе с решение за определяне на преференциалните 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 на 30.06.2024 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари по доклада.

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,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-695 от 30.05.2024 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 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. Насрочва обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на проекта на решение по т. 2, на 10.06.2024 г. от 10:00 часа, като се осигури и възможност за дистанционно участие в заседанието.

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

5. Определя 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с общественото обсъждане и с публикувания проект на решение по т. 2.

В заседанието по **точка първа** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.2.** Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 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 01.07.2024 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-14-01-4 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация София“ ЕАД, с вх. № Е-14-49-4 от 29.03.2024 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, с вх. № Е-14-04-2 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация - Плевен“ АД, с вх. № Е-14-13-3 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация–Бургас“ АД, с вх. № Е-14-53-2 от 01.04.2024 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация-Враца“ ЕАД, с вх. № Е-14-05-3 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация-ВТ“ АД, с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 г. от „Топлофикация-Разград“ АД, с вх. № Е-14-56-1 от 09.04.2024 г. от „Юлико-Евротрейд“ ЕООД, с вх. № Е-14-09-6 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация Русе“ АД, с вх. № Е-14-03-2 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация-Перник“ АД, с вх. № Е-14-07-2 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, с вх. № Е-14-24-5 от 28.03.2024 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-14-68-2 от 16.04.2024 г. от „Когрийн“ ООД, с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2024 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2024 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2024 г. от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2024 г. от „Инертстрой-Калето“ АД, с вх. № Е-14-58-1 от 19.04.2024 г. от „Алт Ко“ ЕООД, с вх. № Е-14-59-2 от 01.04.2024 г. от ЧЗП „Румяна Величкова“, с вх. № Е-14-31-2 от 29.03.2024 г. от „Брикел“ ЕАД, с вх. № Е-ЗСК-22 от 02.04.2024 г. и с вх. № Е-14-78-2 от 17.04.2024 г. от „Солвей Соди“ АД, с вх. № Е-14-55-3 от 01.04.2024 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, с вх. № Е-14-61-1 от 02.04.2024 г. от „Декотекс“ АД, с вх. № Е-12-00-174 от 10.04.2024 г. от „Енергиен Център Зебра“ ЕООД, с вх. № Е-14-63-1 от 15.04.2024 г. от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, с вх. № Е-14-69-1 от 29.03.2024 г. от „Овердрайв“ АД, с вх. № Е-13-308-1 от

25.04.2024 г. от „Нова Пауър“ ЕООД, с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. от „Оранжеви-Петров дол“ ООД, с вх. № Е-14-33-2 от 29.03.2024 г. от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД; от „Топлофикация Петрич“ ЕАД с вх. №Е-14-71-3 от 29.05.2024 г.

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 среднопотеглената 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 заложи 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 обосноваването на разходи и възвръщаемост на капитала.

След извършен регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., считано от 01.07.2023 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 **31 дружества** от сектор „Топлоенергетика“.

Във връзка с подадените в КЕВР заявления за утвърждаване на цени на енергия от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ със Заповед № 3-Е-83 от 02.04.2024 г., изменена със заповед № 3-Е-89 от 03.04.2024 г. на Председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ, както и на допълнително представена информация във връзка с 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.

С писмо с вх. № Е-14-79-4 от 09.04.2024 г. „Коген Загоре“ ЕООД е уведомило Комисията, че за регулаторния период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. не е необходимо Комисията да утвърждава цена на топлинната енергия на дружеството, с оглед на това, че през изминалия регулаторен период дружеството не е имало производство.

С писмо с вх. № Е-15-57-14 от 09.04.2024 г. „Овергаз Мрежи“ АД е уведомило Комисията, че през месец август 2020 г. дейността на ЛОЦ „Овча Купел“, собственост на дружеството е прекратена, за което Комисията е уведомена с писмо от 06.04.2021 г. С оглед на това, „Овергаз Мрежи“ АД заявява, че е отпаднало задължението на дружеството за подаване на заявления за утвърждаване на цени за топлинна и електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство.

С писмо с вх. № Е-14-65-1 от 09.04.2024 г. „Многопрофилна болница за активно лечение-Търговище“ АД е уведомило Комисията, че поради авария на инсталацията за комбинирано производство и невъзможност да бъде ремонтирана предстои процедура по

нейното бракуване и извеждане от експлоатация. С оглед на това, за новия регулаторен период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. дружеството няма да подава заявление за утвърждаване на цени на електрическа и/или топлинна енергия.

## **Анализ на финансовото състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ за 2023 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 2023 г.**

#### **1. „Топлофикация София“ ЕАД**

Съгласно представения от „Топлофикация София“ ЕАД неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., текущият финансов резултат е *загуба* в размер на 87 290 хил. лв., при отчетена *загуба* от 352 544 хил. лв. за предходната година.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 8,88%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 21,23%.**

След направен анализ на финансовото състояние на „Топлофикация София“ ЕАД се установява, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 6,07% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при активите с 6,56%, както и при краткосрочни задължения – с 25,91%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват влошаване на общата ликвидност, подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и на рентабилността на приходите от продажби.

#### **2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е положителна стойност в размер на 2 352 хил. лв., формиран от *печалба* в размер на 2 487 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 135 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна величина в размер на 29 837 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 29 818 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 19 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 2023 г., намаляват спрямо предходната година с 12,0%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 16,27% спрямо предходната година.**

От направения анализ на финансовото състояние към 31.12.2023 г. е видно, че размерът на собствения капитал бележи ръст с 7,78% спрямо предходната година. Не се наблюдават съществени изменения при текущите и нетекущи задължения, както и в стойността на активите. Отчита се подобрение във финансовата автономност на дружеството, както и в показателя за рентабилност на приходите от продажби.

#### **3. „Топлофикация - Плевен“ АД**

Съгласно представения от „Топлофикация-Плевен“ АД неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., текущият финансов резултат е **печалба** в размер на 5 030 хил. лв., при отчетена **загуба** от 6 782 хил. лв. за предходната година.

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 2023 г. намаляват незначително спрямо предходната година - с 0,19%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 15,68% спрямо 2022 г.**

След направен анализ на финансовото състояние на „Топлофикация-Плевен“ АД се установява, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 14,89% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при дълготрайните активи с 43,49%, както и при текущите и нетекущи задължения – с 24,58%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват нарастване на финансовата задължнялост на дружеството спрямо предходната година, както и влошаване на общата ликвидност.

#### **4. „Топлофикация Русе“ АД**

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ АД одитиран годишен финансов отчет (индивидуален) за 2023 г. общият всеобхватен доход е отрицателна стойност (**загуба**) в размер на 41 722 хил. лв., при отчетена печалба от 14 410 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 2023 г. се увеличават спрямо предходната година с 25,35 %;**

- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст с 72,69%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че размерът на собствения капитал през 2023 г. намалява с 65,66% спрямо 2022 г., поради отчетена загуба за текущата година. В тази връзка, при отчетено нарастване на текущите и нетекущи задължения и при намаляване на стойността на активите, дружеството отчита нарастване на дълга и намаляване на общата ликвидност.

#### **5. „Топлофикация - Перник“ АД**

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. на „Топлофикация - Перник“ АД се установява, че дружеството отчита печалба от оперативна дейност в размер на 8 334 хил. лв., като нетният всеобхватен доход за годината, е **печалба** в размер на 1 940 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна стойност (**загуба**) в размер на 4 069 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 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 39,22%;**

- **Разходите от оперативната дейност нарастват с 27,19% спрямо 2022 г.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация Перник“ АД е видно, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 2,46% спрямо предходната година. Увеличение се отчита и при краткотрайните активи с 49,72%, както и при текущите задължения – с 53,27%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват нарастване на финансовата задължнялост на дружеството спрямо предходната година. От друга страна се наблюдава по-висока рентабилност на приходите от продажби, както и по-добра обща ликвидност, което е индикатор за подобряване доходността на предприятието и за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

#### **6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., „Топлофикация- Враца“ ЕАД отчита *печалба* в размер на 7 907 хил. лв., спрямо отчетена *загуба* през 2022 г. в размер на 3 607 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 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 23,51%;**
- **Разходите от оперативната дейност намаляват с 31,84% спрямо предходната година.**

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2023 г., е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 393,38% спрямо предходната година. Стойността на активите през отчетната година нараства с 3,24% спрямо 2022 г., основно поради увеличение на текущите вземания. Също така се отчита намаление при текущите и нетекущи задължения на дружеството.

Направеният анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показва подобряване на финансовата автономност на дружеството и по-добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

#### **7. „Топлофикация - ВТ” АД**

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. на „Топлофикация - ВТ” АД, се установява, че дружеството отчита *загуба* в размер на 1 631 хил. лв., при *загуба* за 2022 г. - 165 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 2023 г., спрямо 2022 г. с 58,17 %;**
- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2023 г., спрямо 2022 г. с 4,63%.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация - ВТ” АД е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 11,85% спрямо предходната година, поради отчетен отрицателен финансов резултат. Увеличение се отчита при активите с 1,65%, както и при задълженията, които нарастват с 3,99%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват влошаване на общата ликвидност спрямо предходната година, както и на финансовата автономност на дружеството.

#### **8. „Топлофикация - Бургас” АД**

Дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., от който е видно, че общият всеобхватен доход за отчетната година е положителна стойност в размер на 5 851 хил. лв., формиран от *печалба* след данъци и такси в размер на 5 299 хил. лв. и друг всеобхватен доход *печалба* в размер на 552 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна стойност в размер на 1 632 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 2 149 хил. лв. и друг всеобхватен доход *печалба* в размер на 517 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 2023 г. се увеличават спрямо предходната година с 29,14%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 28,77% спрямо 2022 г.**

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2023 г., е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 16,64% спрямо предходната година. Също така, стойността на нетекущите активи през отчетната година е по-висока с 9%, поради придобиване на нови дълготрайни активи и извършени инвестиции.

Направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показва подобряване на финансовата автономност на дружеството в резултат на отчетена по-високата стойност на собствения капитал спрямо привлечените средства. 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**

От представения годишен финансов отчет (неодитиран) за 2023 г. е видно, че „Веолия Енерджи Варна” ЕАД отчита положителен финансов резултат от оперативна дейност (*печалба*) в размер на 1 253 хил. лв., но общият всеобхватен доход за 2023 г. е отрицателна стойност (*загуба*) в размер на 51 хил. лв., главно поради отчетени финансови разходи в размер на 1 285 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност в размер на 969 хил. лв., формиран от *печалба* в размер на 908 хил. лв. и друг всеобхватен доход *печалба* в размер на 61 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 намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 23,82%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2023 г. с 24,27%.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Веолия Енерджи Варна” ЕАД е видно, че финансовата автономност на дружеството се подобрява през 2023 г. спрямо предходната година, но се наблюдава намаление на нетния оборотен капитал и незначително влошаване на показателите за ликвидност.

#### **10. „Топлофикация-Разград” АД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. „Топлофикация - Разград” АД е реализирало *загуба* в размер на 356 хил. лв., при отчетена *печалба* за предходната година в размер на 168 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 намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 14,99%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2023 г. с 21,66 %.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. намалява с 11,22% спрямо предходната година. Стойността на нетекущите активи е по-висока с 33,61% спрямо 2022 г., поради придобиване на нови дълготрайни активи. Краткосрочните и дългосрочни задължения на дружеството нарастват с 44,57%. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура, показват влошаване на показателите за ликвидност, както и на показателя за рентабилност на приходите от продажби.

#### **11. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов” ЕАД**

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. на „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД се установява, че дружеството е реализирало *печалба* в размер на 27 хил. лв., при отчетена *печалба* за предходната година в размер на 4 832 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 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 44,42%;**

- **Разходите от оперативната дейност нарастват с 30,74%.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е с отрицателна стойност в размер на 2 740 хил. лв., а така също, че краткосрочните и дългосрочни задължения нарастват с 2,86% спрямо предходния период. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура, показват влошаване на общата ликвидност и на финансовата задлъжнялост на дружеството спрямо предходната година.

### **12. „Юлико - Евротрейд” ЕООД**

„Юлико - Евротрейд” ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2023 г., отчита **печалба** в размер на 85 хил. лв., увеличена спрямо 2022 г. когато е в размер на 31 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 за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 21,62%.**

- **Разходите от оперативна дейност намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 22,34%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 7% спрямо предходната година, поради отчетена текуща печалба. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 14%, като дружеството отчита подобряване на показателите за финансова автономност и ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

### **13. „АЕЦ Козлодуй” ЕАД**

Съгласно представения годишен финансов отчет за 2023г. дружеството отчита **нетна печалба** в размер на 537 052 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е била 729 463 хил. лв.

При направен анализ на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, се установява следното:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2023 г. намаляват спрямо предходната година с 58,09%;**

- **Разходите от оперативната дейност бележат спад с 63,01%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2023 г., може да бъде направен извод, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД поддържа висока ликвидност и ниска обща задлъжнялост, както и притежава собствени капиталови източници за финансиране в нови дълготрайни активи.

**II. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за небитови нужди през 2023 г.**

### **1. „Когрийн“ ООД**

Съгласно представения от „Когрийн“ ООД одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. е видно, че дружеството отчита **загуба** в размер на 726 хил. лв., която намалява спрямо 2022 г., когато е отчетена загуба в размер на 3 612 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба бележат ръст през 2023 г. с 51,79% спрямо 2022 г.;**
- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2023 г. спрямо 2022 г. със 7,86%, като с най-голям дял са разходите за материали (86%).**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е отрицателна величина, в размер на 2 618 хил. лв., като краткосрочните и дългосрочните задължения на дружеството надвишават активите с 30%. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура показват, че дружеството не е в състояние да обезпечи задълженията си със собствен финансов ресурс, както и да придобива нови нетекущи активи.

## **2. „Алт Ко“ ЕООД**

Финансовият резултат на „Алт Ко“ ЕООД, съгласно представения неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., е **печалба** в размер на 188 хил. лв., която намалява спрямо 2022 г., когато е в размер на 1 556 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 15,32%;**
- **Оперативните разходи се увеличават незначително през 2023 г., спрямо 2022 г. с 1,69%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 20% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията нарастват през отчетната година с 126,56%, при намаляване на краткотрайните активи с 6,77%, което води до влошаването на показателите за финансова автономност и ликвидност на дружеството спрямо предходната година.

## **3. „Солвей Соди“ АД**

„Солвей Соди“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., отчита **печалба** в размер на 230 392 хил. лв., при отчетена **печалба** за 2022 г. в размер на 49 720 хил. лв.

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

- **Приходите от продажби се увеличават през 2023 г., спрямо 2022 г. с 29,74%;**
- **Себестойността на продажбите също намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 2,53%.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Солвей Соди“ АД е видно, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 40,60% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при активите с 3,36%, докато текущите и нетекущи задължения намаляват с 55,72%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват подобряване на общата ликвидност, подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и на рентабилността на приходите от продажби.

## **4. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2023 г. реализира **печалба** в размер на 860 хил. лв. при отчетена загуба за предходната година в размер на 877 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 23,56%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност (без стойността на продадените активи) намаляват през 2023 г. с 27,59%.**

От направения анализ на финансовото състояние, е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 14,80% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 80,24%, при намаляване на краткотрайните активи с 68,72%, което води до подобряване на показателите за финансова задлъжнялост и за обща ликвидност на дружеството спрямо предходната година.

#### **5. „Декотекс“ АД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., „Декотекс“ АД реализира *печалба* в размер на 888 хил. лв., увеличена спрямо 2022 г., когато е 649 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват незначително спрямо 2022 г. с 0,04%.**
- **Общите разходи от оперативната дейност през 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 4,64%.**

След направен анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството нараства с 2,26% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват с 31,71%, при незначително намаление на активите с 2,26%. Това от своя страна води до подобряване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

#### **6. ЧЗП „Румяна Величкова”**

От представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. е видно, че ЧЗП „Румяна Величкова” реализира положителен финансов резултат за годината (*печалба*) в размер на 496 хил. лв., при *печалба* от 550 хил. лв. за 2022 г.

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

- **Нетните приходи от продажба на продукцията намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 22,60%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 30,30 %.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства незначително с 4,19% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват с 17,55%, като намаление се отчита и при активите - с 4,67%, което води до подобряване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

#### **7. „Енергиен център Зебра“ ЕООД**

„Енергиен център Зебра“ ЕООД, съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2023 г. отчита *загуба* в размер на 73 хил. лв., спрямо отчетена *загуба* за 2022 г. в размер на 35 хил. лв.

Общите приходи през 2023 г. от регулирана дейност са в размер на 43 хил. лв., като общите разходи от оперативната дейност възлизат на 116 хил. лв. Собственият капитал е с положителна стойност в размер на 1 176 хил. лв. От друга страна, задълженията нарастват през отчетната година, при незначително намаление на активите с 3,06%. Наблюдава се влошаване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.



#### 8. „Инертстрой - Калето“ АД

„Инертстрой - Калето“ АД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2023 г., отчита нетна *печалба* в размер на 1 097 хил. лв. при печалба от 2 933 хил. лв. за 2022 г.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 32,35 %;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 26,45 %.**

След направения анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството нараства незначително спрямо предходната година. От друга страна, задълженията нарастват през отчетната година с 244,05%, поради увеличение на задълженията към финансови предприятия. Наблюдава се увеличение в стойността на активите с 52,36%, поради извършени инвестиции. Финансовите изчисления, на база обща балансова структура, показват подобряване на общата ликвидност на дружеството и наличие на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

#### 9. „Оранжерии - Петров дол“ ООД

„Оранжерии Петров дол“ ООД, съгласно представения неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., отчита *загуба* в размер на 987 хил. лв. През предходната 2022 г. дружеството е реализирало *печалба* в размер на 1 394 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 37,21%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 10,85%.**

След извършен анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е отрицателна величина, в размер на 752 хил. лв. От друга страна, задълженията намаляват незначително през отчетната година, но се наблюдава намаление и на стойността на активите с 21,60%, главно поради намаление на вземанията от клиенти. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват влошаване на общата ликвидност, както и на финансовата автономност на дружеството.

#### 10. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД

Съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2023 г., дружеството отчита нетна *печалба* в размер на 12 148 хил. лв., която е намалена спрямо предходната година, когато е 14 596 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 2023 г. спрямо 2022 г. с 67,73%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2023 г. спрямо 2022 г. със 73,44%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 4,53% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват, като дружеството отчита подобряване на показателите за финансова автономност и ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

### 11. „Оранжерии - Гимел II“ ЕООД

„Оранжерии - Гимел II“ ЕООД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2023 г., отчита нетна **печалба** в размер на 123 хил. лв., намалена спрямо 2022 г., когато дружеството реализира **печалба** от 1 742 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 2023 г. спрямо 2022 г. с 32,64%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2023 г. спрямо 2022 г. с 20,87%.**

След направен анализ на финансовото състояние се установява, че размерът на собствения капитал на дружеството бележи ръст с 1,0% през 2023 г. спрямо предходната година, докато текущите и нетекущи задължения намаляват с 15,11%. Наблюдава се подобряване на финансовата автономност на дружеството и поддържане на добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрива текущите си задължения.

### 12. „Оранжерии Гимел“ АД

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2023 г., отчита нетна **печалба** в размер на 81 хил. лв. при отчетена **печалба** за предходната година от 629 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 2023 г. спрямо 2022 г. с 29,73%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2023 г. спрямо 2022 г. с 28,33%.**

От направения анализ на финансовото състояние на дружеството се установява нарастване на собствения капитал, намаляване на задълженията с 31,61%, но и намаляване на стойността на активите. Изчислените финансови показатели въз основа на обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и по-добра обща ликвидност спрямо предходна година.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2023 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, както следва:

#### 12.1. ТЕЦ Оранжерия 200 дка

Приходите на „ТЕЦ Оранжерия 200 дка“ през 2023 г. са в размер на 7 972 хил. лв. при отчетени 12 174 хил. лв. за предходната година или това е намаление с 34,52%. Намаление се отчита и при общите разходи с 4%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2023 г. е **печалба** в размер на 939 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 4 790 хил. лв.

#### 12.2. ТЕЦ Оранжерия 500 дка

Приходите на „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“ през 2023 г. намаляват на 5 999 хил. лв., спрямо 9 005 хил. лв. за 2022 г. или с 33,38%. Увеличение се отчита общите разходи с 1%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2023 г. е **печалба** в размер на 497 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 3 540 хил. лв.

### 13. „Овердрайв“ АД

Съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2023 г., дружеството отчита *загуба* в размер на 213 хил. лв., която е намалена спрямо предходната година с 20,82%.

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

- **Нетните приходи от продажба се бележат ръст през 2023 г. спрямо 2022 г. с 38,10%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2023 г. с 34,53%.**

След направен анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството намалява незначително с 2,68% спрямо предходната година. От друга страна, стойността на активите нараства през отчетната година, както и задълженията на дружеството. В тази връзка, изчислените финансовите показатели на база обща балансова, показват, че дружеството поддържа добра обща ликвидност и финансова автономност.

#### **14. „Брикел“ ЕАД**

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2023 г., дружеството отчита *загуба* в размер на 19 419 хил. лв., в т. ч. загуба от оперативна дейност – 12 829 хил. лв. За предходната година дружеството е отчело загуба в размер на 6 045 хил. лв., в т. ч. загуба от оперативна дейност – 1 237 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 2023 г. спрямо 2022 г. с 26,14%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2023 г. спрямо 2022 г. с 4,73%.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е отрицателна величина, в размер на 106 599 хил. лв. От друга страна, общите задължения нарастват незначително през отчетната година, като намаление се отчита и при стойността на активите – с 4,31%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват увеличаване на финансовата задлъжнялост, но поддържане на добра обща ликвидност на дружеството.

Поради непредставяне на годишни финансови отчети за 2023 г., не е извършен анализ на финансовото състояние на следните дружества: „Нова Пауър“ ЕООД и „Димитър Маджаров-2“ ЕООД.

**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 01.07.2024 г. при метод на регулиране *„норма на възвръщаемост на капитала“* в ценообразуващите справки са нанесени съответните корекции при прилагане на следния **общ подход**:

1. Прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) на дружествата са формирани при направен детайлен анализ на компонентите, като увеличения, в сравнение с отчетените 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 са приети на база предоставените от дружествата стойности на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти;

**1.2. Относно разходите за ремонти** е извършен анализ на планираните и реално извършените ремонтни дейности през 2023 г., както и на възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода-производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в позицията разходи с инвестиционен характер. Аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период, могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходни документи. Разходите за ремонти в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия са приети на база предоставените от дружествата прогнозни стойности;

**1.3. Разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи)** са приети на база предоставените от дружествата прогнозни стойности;

**1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие на балансиращия пазар** на електрическа енергия, не са включени в цените. Дружествата следва да оптимизират товарите графици с цел минимален дисбаланс или компенсиране чрез съответните количества енергия;

**1.5. Разходи, свързани с услугата „дялово разпределение“**, не се включват в регулираните цени, като неприсъщи за лицензионната дейност;

**1.6. Разходите за съдебни производства**, в случай че са включени в утвърдените разходи, се коригират с приходите от спечелените съдебни процеси (присъдени юрисконсултски възнаграждения), съобразно представената от дружествата информация;

**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 коригирани в съответствие с постигнатата през 2023 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 2023 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. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса** са на база отчетен период, коригирани съобразно производствената, ремонтна и инвестиционна програма, както и развитието на топлопреносните мрежи и реалните стойности на загубите в съответствие с разпоредбите на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година относно енергийната ефективност и присъединяването на нови потребители на топлинна енергия. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. Корекцията на технологичните разходи по преноса се налага с оглед изпълнението на посочената по-горе директива, увеличаването броя на клиентите, присъединени към топлофикационните мрежи и защита на интересите на производителите и потребителите на топлинна енергия. Теплопреносните предприятия не следва да получават икономически изгоди в резултат от неизпълнение на своите задължения за поддръжка на топлопреносните мрежи и намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия;

**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 обосновааност на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2023 г., периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., включени в цените за изминалия ценови период. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включват разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на

въглищата, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период;

**9. Разходите за акцизи** за производство на топлинна енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове;

**10.** За дружествата, които нямат лицензия за производство на електрическа енергия, издадена по реда на ЗЕ, разходите за акцизи за производство на електрическа енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове;

**11. Прогнозните разходи за природен газ** са формирани, 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 2024 и Q4 2024, Q1 2025 и Q2 2025), която е в пряка зависимост от следните фактори:

11.1. Цената на природния газ на европейските борси.

Европейските цени на природния газ отбелязват значителна нестабилност през последните три месеца. Осреднените TTF търгувани фючърси<sup>11</sup> за периода от 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период) варират от 27,97 €/MWh до 36,43 €/MWh.

---

<sup>11</sup> Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2024, Q4 2024, Q1 2025, Q2 2025.

Осреднени TTF фючърси за периода от 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г.



Причините за тази динамика са различни, като част от тях са свързани с намалени доставки на норвежки газ към Европа и късно застудяване в големи части от континента, водещи до повишено търсене на природен газ за отопление през втората половина на април. В края на месец април хранилищата в ЕС са запълнени на 62%. Това е над средната за последните 5 години запълняемост от 47% и е подобна на наблюдаваната за същия период на миналата година. Динамиката на запълняемост на газохранилищата на европейския пазар се промени значително след войната в Украйна, но дори ако се приеме, че нагнетяването на природен газ следва темп, подобен на този през 2020 г., европейските хранилища ще достигнат над 95% запълняемост до 01.11.2024 г., което е над целта на Европейската комисия от 90%.

Влияние върху цената оказва и възстановяването на европейската икономика през следващите месеци, съответно индустриалното търсене на природен газ, което към настоящия момент е по-слабо от планираното, търсенето от енергийния сектор, което също се очаква да е по-слабо предвид повишаване на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Като цяло доставките на природен газ в Европа се очаква до голяма степен да останат непроменени или леко променени в сравнение с началото на годината, като намалените доставки на втечен природен газ (LNG), както и тези по тръбопроводи с произход Норвегия, Азербайджан и Руската федерация се компенсират с увеличени доставки от Обединеното кралство и държавите от Северна Африка. По-ниските обеми на LNG не трябва да са изненада, предвид обстоятелството, че Азия е по-привлекателен пазар за спот товари, тъй като азиатските цени през по-голямата част от годината се формират като премия плюс цените на европейския пазар.

Предвид горното, очакванията са за стабилизиране на цените на природния газ на нива около средните от горната графика или средна цена около 32,50 евро/MWh за периода от 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период).

#### 11.2. Геополитически фактори.

Независимо от икономическите фактори все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат европейския енергиен пазар. Руските доставки през Украйна и Турски поток са увеличени значително през отоплителния сезон 2023/2024. Общите

доставки между октомври 2023 г. и март 2024 г. достигат 14,5 млрд. куб. м, спрямо 10 млрд. куб. м, за същия период през предходната зима. Съществува обаче риск за част от руските тръбопроводни потоци към Европа. Договорът за транзит между Газпром и Украйна изтича в края на тази година, а Украйна няма намерение за удължаването му. Това излага на риск приблизително 5% от общия внос в Европа, въпреки потенциала Русия да увеличи потоците през Турски поток, съответно Балкански поток. Като се има предвид нарастването на LNG доставките през втората половина на тази година и през 2025 г., се очаква европейският пазар да се справи с този риск. Пазарът обаче ще бъде все по-предпазлив относно потенциала за попадане на руските LNG доставки под европейски санкции.

Прогнозните цени за природен газ за предстоящия ценови период са въз основа на данни за фючърсите на природния газ по тримесечия, снети от следния официален сайт на Intercontinental Exchange, Inc.: <https://www.ice.com> за новия регулаторен период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.

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 2024 г.	Q4/ Четвърто тримесечие 2024 г.	Q1/ Първо тримесечие 2025 г.	Q2/ Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, лв./MWh	<b>58,67</b>	<b>66,50</b>	<b>70,41</b>	<b>58,67</b>	<b>63,56</b>

**12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 177,70 лв./MWh.**

**13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO<sub>2</sub>), 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 приспадат безплатните квоти за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) и се умножат по икономически обоснована цена на емисиите. В тази връзка, безплатно разпределените квоти за емисии за инсталациите са снети от Приложение II „Национална таблица за разпределяне за 2021 г. – 2025 г. съгласно член 10а от Директива 2003/87/ЕС“ към Решение на Европейската комисия от 29 юни 2021 година относно даване на указания на централния администратор на Дневника на Европейския съюз за трансакциите да въведе националните таблици за разпределяне на страните от ЕС, което е публично достъпно на официалния уебсайт на Европейския съюз, чрез следния линк: <https://eur-lex.europa.eu/search.html?scope=EURLEX&text=%22%282021%2FC+302%2F01%29%22&lang=bg&type=quick&qid=1684217744809>. При отчитане на драстични разлики в структурата на микса от горива за отчетения период в сравнение с прогнозния такъв, за регулаторни**



цели се запазва отчетеният микс през базисната година, коригиран пропорционално на прогнозните количества енергия. Въз основа на календар за търговете на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange) за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. е направена симулация на търговете за CO<sub>2</sub> квоти, по месеци, при която е постигната средна цена на CO<sub>2</sub> квоти за целия прогнозен период в размер на **70,00 евро/t CO<sub>2</sub>**.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при средна цена на CO<sub>2</sub> квоти за периода от 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на **70,95 евро/t**.

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2023 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво. На база утвърдения от 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. се умножат по прогнозна средна цена на емисиите от **70,00 евро/t (136,91 лв./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 22.05.2020 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:

$$Nt = Qg * (Ц_{пг} - Ц^I)t + Qe*(Ц_{пе} - Ц^{II})t \pm Pt-1$$
, където:

$Nt$  е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

$Qg$  – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

$Ц_{пг}$  – индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и 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;

$Ц_{пе}$  - 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;

$P$  – 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  $Nt-1$ , 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 общественият 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 общественият 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<sup>1</sup>), изчислена по формулата:

$$Цп^1 = 0,5 * (Цбг + Цп).$$

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 въглеродни емисии са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 вида на инсталираните мощности, с които се генерират съответните енергии. Предвид обстоятелството, че при комбинираното производство водещ е топлинния 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 – 0,2760;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,3787;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 0,4180;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 0,3000;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,4150;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,2999;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 0,3300;
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 0,4000;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,2400;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,3250;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,3000;
12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД – 0,2800;
13. „Когрийн“ ООД – 0,4900;
14. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 500 дка“ – 0,4200;
15. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 200 дка“ – 0,4310;
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. „Алт Ко“ АД – 0,6636;
21. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД – 0,3200;
22. „Брикел“ ЕАД – 0,3130;
23. „Солвей Соди“ АД – 0,1386;
24. „Декотекс“ АД – 0,4952;
25. „Енергиен център Зебра“ ЕООД – 0,5200;
26. „Овердрайв“ АД – 0,6143;
27. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД – 0,6500
28. „Нова Пауър“ ЕООД – 0,4900.
29. „Топлофикация Петрич“ ЕАД – 0,5963

#### **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 електроразпределителните 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 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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.

Основните движещи фактори за динамиката на цените на електрическата енергия на европейските, съответно регионалните борси са:

#### 1. Цената на природния газ на европейските борси.

Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози.

#### 2. Геополитически фактори.

Независимо от икономическите фактори все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат европейския енергиен пазар. Руските доставки през Украйна и Турски поток са увеличени значително през отоплителния сезон 2023/2024. Общите доставки между октомври 2023 г. и март 2024 г. достигат 14,5 млрд. куб. м, спрямо 10 млрд. куб. м, за същия период през предходната зима. Съществува обаче риск за част от руските тръбопроводни потоци към Европа. Договорът за транзит между Газпром и Украйна изтича в края на тази година, а Украйна няма намерение за удължаването му. Това излага на риск приблизително 5% от общия внос в Европа, въпреки потенциала Русия да увеличи потоците през Турски поток, съответно Балкански поток. Като се има предвид нарастването на LNG доставките през втората половина на тази година и през 2025 г., се очаква европейският пазар да се справи с този риск. Пазарът обаче ще бъде все по-предпазлив относно потенциала за попадане на руските LNG доставки под европейски санкции.

#### 3. Развитие на възобновяемите енергийни източници.

Независимо от намаляването на инвестиционния интерес към ВЕИ сектора, наблюдаван през изминалите три години, притокът на нови инвестиции в соларни проекти е значителен. През анализирания период се очаква да се въведат в експлоатация голям обем от нови ВЕИ мощности, чиято реализация е започнала през предходни години. Това обстоятелство намалява влиянието на горните два фактора и изкривява пряката корелация

между цените на природния газ и на електрическата енергия. При слънчеви и ветровити дни, огромното предлагане в часове с относително ниско търсене на електрическа енергия създава предпоставки за отрицателни цени, особено на пазарите, при които доминират дългосрочните договори. Предвид обстоятелството, че на българския пазар основно се търгува „Ден напред“ това явление не е толкова ясно изразено (тъй като производителите могат да спрат работа при отрицателни цени), като много често разликата между най-ниската и най-високата цена е огромна. Тази динамика, диктувана от метеорологичните условия, се преодолява трудно от пазарите, особено от тези, които са заложили изключително на възобновяеми източници. Фактът, че в моментите на липса на слънце и вятър цените стигат до стойности над 300 лв./MWh е показателен, че все още не са научени уроците от енергийната криза. Регулаторите и институциите са на мнение, че за преодоляване на горните дисбаланси следва да се стимулира мигриращото търсене, което ще промени пазарите. Вероятно улавянето на скоростта на търсенето е следващото предизвикателство, като съвременният дизайн на пазара на електрическа енергия ще трябва да бъде адаптиран към изключително голяма гъвкавост, което няма да се постигне през следващата година, а увеличеното производство от възобновяеми източници ще оказва натиск на средните цени на електрическата енергия в посока надолу.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона, като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс (отразяващ най-ликвидния пазар в региона) варира между 1,75 €/MWh и -1,25 €/MWh, в зависимост от периода на доставка, съответно товарите и производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърските сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>12</sup> (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърските сделки на HUDEX<sup>13</sup>.

Цените на фючърсите за българския и унгарския пазар отбелязват значителна нестабилност през последните три месеца.

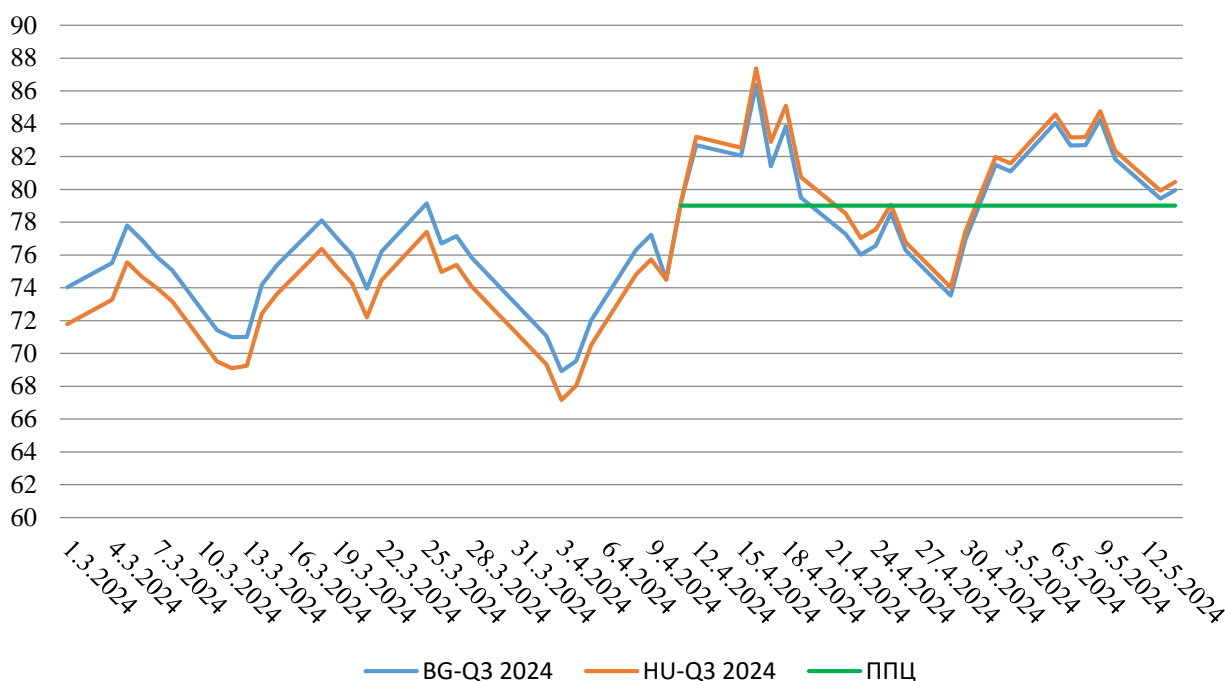
Стойностите за Q3 2024 за българския пазар варират от 68,91 €/MWh до 86,38 €/MWh, а за унгарския – от 67,16 €/MWh до 87,38 €/MWh, като са представени в следващата графика.

---

<sup>12</sup> <http://www.eex.com>

<sup>13</sup> <https://hudex.hu>

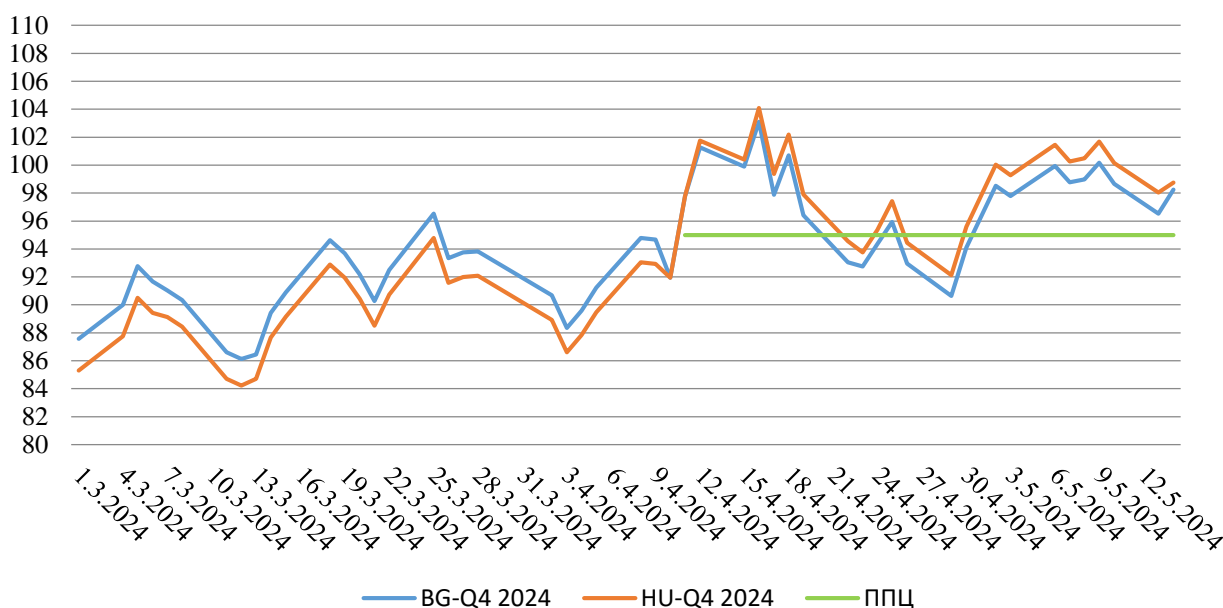
Динамика на Q3 2024 фючърсите за българския и унгарския пазар



Видно от графиката, през месец март върхът на кривата е на нива от около 79 €/MWh, като след пробив през април достига почти 87 €/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март и първите 10 дни на април. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 79 €/MWh за Q3 2024, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхови нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Стойностите за Q4 2024 за българския пазар варират от 86,12 €/MWh до 103,09 €/MWh, а за унгарския от 84,22 €/MWh до 104,09 €/MWh, като са представени в следващата графика.

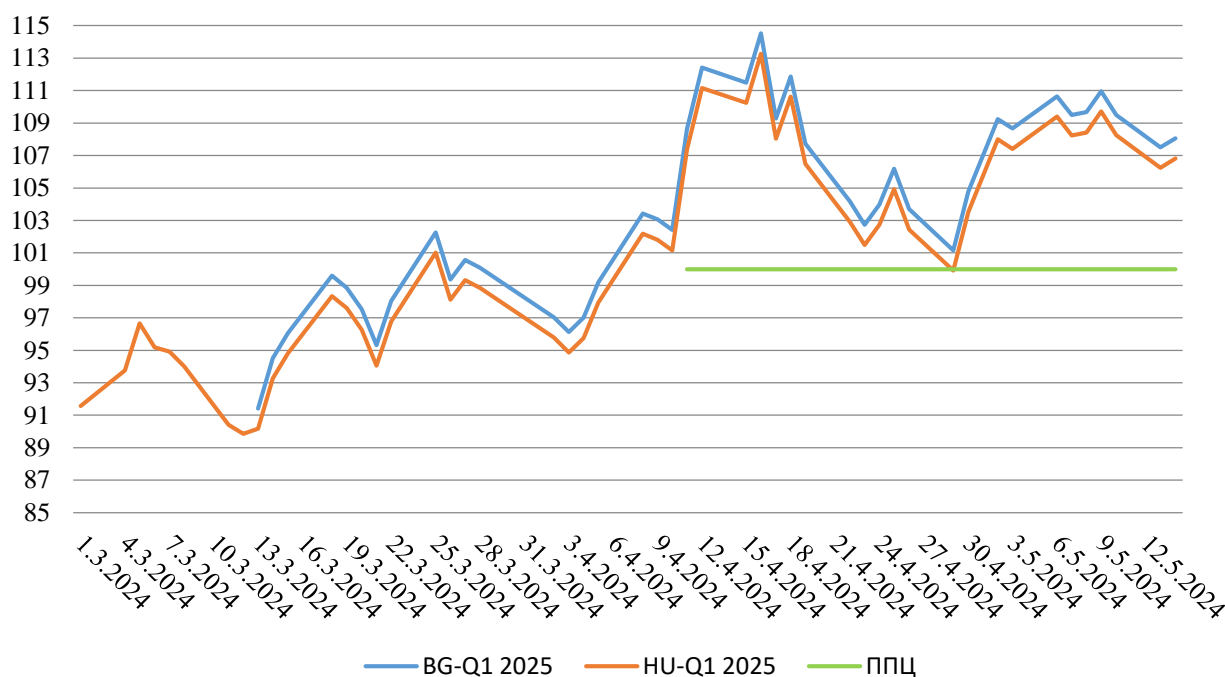
Динамика на Q4 2024 фючърсите за българския и унгарския пазари



Видно от графиката, през месец март върхът на кривата е на нива от около 94 €/MWh (с едно изключение на 25.03.2024 г., когато за ден достига до 96,53 €/MWh), като след пробив през април преминава границата от 103 €/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март и първите 10 дни на април. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 95 €/MWh за Q4 2024, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхови нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Стойностите за Q1 2025 за българския пазар варират от 91,42 €/MWh до 114,52 €/MWh, а за унгарския от 89,85 €/MWh до 113,27 €/MWh, като са представени в следващата графика.

Динамика на Q1 2025 фючърсите за българския и унгарския пазари

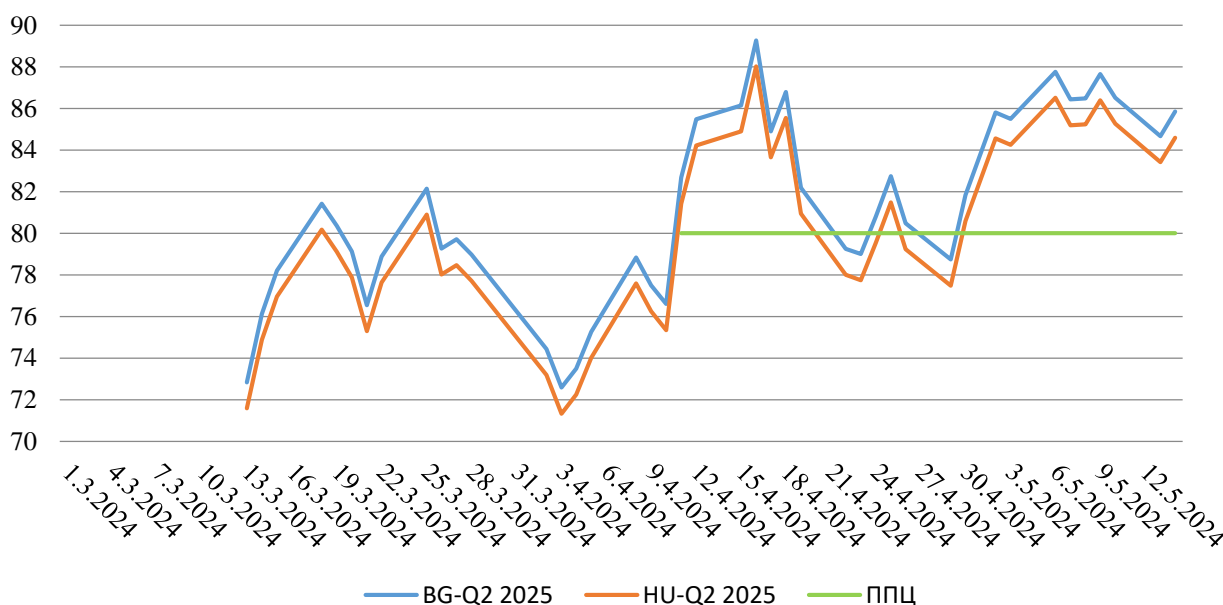


Видно от графиката, през месец март върхът на кривата е на нива от около 100 €/MWh (с едно изключение на 25.03.2024 г., когато за ден достига до 102,26 €/MWh), като след пробив през април преминава границата от 114 €/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март и първите 10 дни на април. Следва да се има предвид, че първото тримесечие на 2025 г. е значително отдалечено от момента на анализа и е изключително трудно да се направи прогноза на база на наличните данни. Цените през Q1 2025 са силно зависими от климатичните условия, в т.ч. среднодневна температура, брой слънчеви дни, наличие на вятър, както в Северна Европа, така и на Балканския полуостров, които към настоящия момент е невъзможно да бъдат прогнозирани. В тази връзка, прилагайки консервативен подход и допускане, че климатичните условия ще са близки до тези през Q1 2024, е целесъобразно да се прогнозират стойности от около 100 €/MWh за Q1 2025, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхови нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Стойностите за Q2 2025 за българския пазар варират от 72,58 €/MWh до 89,28 €/MWh, а за унгарския от 71,33 €/MWh до 88,03 €/MWh, като са представени в следващата графика.



Динамика на Q2 2025 фючърсите за българският и унгарския пазари



Видно от графиката, през месец март върхът на кривата е на нива от около 81-82 €/MWh, като след пробив през април преминава границата от 89 €/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март и първите 10 дни на април. Следва да се има предвид, че второто тримесечие на 2025 г. е значително отдалечено от момента на анализа и е изключително трудно да се направи прогноза на база на наличните данни. Цените през Q2 2025 са силно зависими от климатичните условия, като късно застудяване и/или наличието на големи по обем запаси от вода вследствие на снеготопене, които към настоящия момент е невъзможно да бъдат прогнозираны. Със сигурност обаче следва да се отчете, че през този период соларните централи произвеждат значителни количества електрическа енергия и предвид обстоятелството, че към Q2 2025 ще влязат в експлоатация допълнителни соларни мощности както в България, така и в региона, това неминуемо ще доведе до много ниски, включително и отрицателни цени през слънчевите часове, които ще окажат натиск в посока надолу на средните цени за периода. В тази връзка, прилагайки консервативен подход и допускане, че климатичните условия ще са близки до тези през Q2 2024, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 80 €/MWh за Q2 2025, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхове нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

**Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. следва да се определи в размер на 88,50 €/MWh или 173,09 лв./MWh.**

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от 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 01.01.2023 г. – 31.12.2023 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 пазара ден напред за календарната 2023 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2023 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2023 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 – Браца“ 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 пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигнатата среднопретеглена цена	208,52 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	1,02665
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>177,70 лв./MWh</b>

**Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 177,70 лв./MWh.**

**ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ НА ТОПЛИННА И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ПО КОМБИНИРАН НАЧИН И ПРЕМИИ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“**

**1. „ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ“ ЕАД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-01-4 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

• **Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 97,78 лв/MWh без ДДС, в т. ч:**

- 125,08 лв/MWh – цена получена съгласно ценовия модел;
- - 27,30 лв/MWh - корекция на необходимите приходи по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ;

• **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 – 89,24 лв/MWh без ДДС, в т. ч:**

- 116,55 лв/MWh – цена получена съгласно ценовия модел;
- - 27,30 лв/MWh - корекция на необходимите приходи по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ;

• **Преференциална цена на електрическата енергия – 426,46 лв/MWh без ДДС, в т.ч.:**

- 555,48 лв/MWh - преференциална цена на електрическа енергия получена съгласно ценовия модел;
- 129,02 лв/MWh корекция съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ.

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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	955,92	703,57	555,48	-21,04
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	137,93	137,93	125,08	-9,316
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	133,79	133,79	116,55	-12,9

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС,

както следва:

- цена на природен газ – 674,93 лв./kNm<sup>3</sup>;
- цена на мазут – 466,00 лв./t;
- цена на газьол – 2689,39 лв./t.

„Топлофикация София“ ЕАД е приложило документи, съгласно подробен опис, в т.ч неодитиран финансов отчет за 2023 г., като не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2023 г.

С писмо с изх. № Е-14-01-4 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация за получените 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-14-01-4 от 15.04.2024 г. „ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ“ ЕАД е представило в КЕВР изисканата информация.

**„Топлофикация София“ ЕАД е представило следната обосновка:**

**Производствена програма за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 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 4 647 717 MWh, което е с 6,4% повече от предварителния отчет за настоящия регулаторен период. 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 19,76%. Относителният дял през базовата година е съответно 20,51%. Прогнозните данни са въз основа на статистическо очакване екстраполирано от 3 годишни отчети от предходен период.

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в абонатните станции е прогнозиран в размер на 0,90% от отпуснатата топлинна енергия и е близък до средния за периода от последните три години, като е отчетен ефектът от подмяна на старите абонатни станции на небитовите потребители. В прогнозата се запазва и делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от пропуски. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени както следва: 228 329 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа; 631 705 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях; 41 185 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

**Собствени нужди на топлинна енергия на инсталациите за производство** – прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 87 700 MWh, което представлява около 1,89% от brutната произведена топлинна енергия. Относителният им дял е прогнозиран приблизително съответстващ на базовата година.

**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 934 100 MWh, количество с 4,6% повече спрямо произведеното за изтичащия регулаторен период. Планираната за реализация енергия е 774 247 MWh, което представлява увеличение с 5% спрямо прогнозираната за изтичащия период. 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 18 088 MWh или 2,34% 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.

**Топлинни мощности** – при прогнозирането на очакваните топлинни мощности са използвани максималните топлинни товари, постигнати на изхода на централите през последните три години.

**Горива за производство** – необходимото гориво за производство през 2024/2025 г. възлиза на 670 305 km<sup>3</sup> природен газ. Количествата са формирани на база планираните СРУГ (специфични разходи на условно гориво), които са в пряка зависимост от техническото състояние и избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

**Енергийна ефективност** – общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 82,01%, която ще е с 0,11% по-ниска спрямо постигнатата през отчетната 2023 година.

**Признати годишни разходи за дейността за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.** – 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 2023 г. или прогнозираните в бизнес плана на дружеството за 2024 г.

#### **Условно постоянни разходи**

**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; неупотребявани в дейността – новопридобити за периода до въвеждането им в употреба; в процес на придобиване; в процес на ликвидация; напълно амортизираните до остатъчната им стойност. За всеки амортизируем актив или група активи е утвърден амортизационен план, който е база за изготвяне на обобщен амортизационен план на дружеството, като се прилага линеен метод на амортизация.

Планираните разходи за амортизация са на стойност 43 669 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база предварителния отчет за 2023 г. В стойността им не е включен ефектът на нарасналата справедлива стойност на нетекущите активи в резултат на извършената пазарна оценка към 31.12.2023 г. Разходите за амортизация са разпределени спрямо съответните активи, от които произхождат – на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и разходи за пренос. Амортизацията на активите от отоплителните централи (ОЦ) са отнесени директно 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“ 68,2% за топлинна енергия и 31,8% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 61,8% за топлинна енергия и 38,2% 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 операции в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производство, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след преглед и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона, като подборът е извършен на база критерии като: предотвратяване на аварии; неотложна технологична необходимост; влияние върху технико-икономическите показатели; безопасност и сигурност; оптимизация на технологичните процеси; перспективи за бъдещо развитие и др.

Прогнозните разходи за ремонт са на стойност 13 133 хил. лв. и формират 1,5% от предложените годишни разходи за дейността по лицензията за периода 2024 г. – 2025 г. Включени са предвидените ремонтни дейности на машини и съоръжения в топлоизточниците, топлопреносната мрежа, сгради и други съоръжения, обслужващи лицензионните дейности. В разходите за ремонт не са включени разходи с инвестиционен характер, както и разходи за ремонт на активи, които са извън лицензионната дейност на дружеството. Разпределението на разходите за ремонт в справка № 1 „Разходи“ е следното:

Разходите за ремонт в производството са в общ размер на 6 246 хил. лв. и са разпределени както следва: 885 хил. лв. са за ремонтни дейности отнесени към топлинната енергия, като те включват предвидените ремонти в централите на дружеството, произвеждащи само топлинна енергия; 1 960 хил. лв. са разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия, определени на база предвидените разходи за ремонт в електро цеховете на двете централи с комбинирано производство; разходите за ремонт отнесени към двата продукта са на стойност 3 401 хил. лв. и включват всички останали ремонтни разходи в двете централи с комбинирано производство;

Планираните разходи за ремонт в преноса на топлинна енергия са на стойност 6 887 хил. лв. Средствата са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и абонатни станции в четирите топлорайона, както и дейности като обследване на главни паропроводи, ремонт на мрежови помпи и други.

**Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки** – общият размер на планираните разходи е 118 433 хил. лв., от които 91 828 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 26 606 хил. лв. за осигурителни вноски и социални разходи. Размерът им е планиран в съответствие с прогнозната средна брутна работна заплата за дружеството след увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2024 г., като за регулаторния период не е заложено допълнително увеличение на възнагражденията.

Посочва се, че дружеството е предприело мерки за оптимизация на персонала през последните три години, като има устойчива тенденция за намаляване на общия му брой. В сравнение с края на 2019 г. заетите в дружеството към 31.12.2023 г. са намалели със 168 души основно за сметка на заетите в администрацията. Повече от половината новопостъпващи служители се назначават за осигуряване на основната дейност в топлофикационните райони. Дружеството търси възможности за редуциране на персонала чрез модернизация и оптимизация на бизнес процесите, като се осъществява плавно нарастване на възнагражденията, с цел поддържане на необходимия критичен брой от персонал за осъществяването на лицензионната дейност, както и привлекателно работно място за работа на квалифицирани млади специалисти.

Посочва се, че през 2023 г. средната брутна работна заплата в дружеството остава с 13% по-ниска спрямо средната заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

**Разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – прогнозният размер на тези разходи е 33 946 хил. лв., което е увеличение с 6% спрямо отчетените през 2023 г. В състава им не са включени разходите за: вноски във ФСЕС, финансови разходи, разходи за

предоставяне на услугата „дялово разпределение“ както и всички разходи, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ. В общия случай предвиденото увеличение е в размер на 4,8% съгласно прогнозната инфлация за 2024 г. публикувана в есенната макроикономическа прогноза на Министерство на финансите.

По-голямо увеличение на разходите се предвижда при разходите за работно облекло, разходите за въоръжена и противопожарна охрана, разходи за проверка на уреди, разходи за безплатна храна по Наредба № 11 от 21 декември 2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея (Наредба № 11), квалификация и опазване на околната среда. Предвиденото увеличение на разходите за охрана е свързано с увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2024 г., а на останалите разходни позиции с действащи договорни отношения и други обективни фактори.

**Променливи разходи** – планирани са в съответствие с производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и прогнозните цени на горивата за производство, CO<sub>2</sub> емисиите и останалите суровини, като общият им размер е 642 853 хил. лв. Разходите за природен газ са на стойност 452 410 хил. лв. и формират 53% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. „Топлофикация София“ ЕАД има сключен договор за доставка на природен газ с обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, за календарната 2024 г. За целите на ценообразуването дружеството е използвало наличните към 24.03.2024 г. тримесечни фючърси на холандския газов хъб ТТФ.

При тези цени на база прогнозната консумация е получена среднопретеглена цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 60,17 лв./MWh. Към нея са прибавени съответно: 1,02 лв./MWh – средна цена за пренос през газопреносната мрежа собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2023 г. – 30.09.2024 г. и 2,24 лв./MWh – средна цена за достъп, изчислена спрямо прогнозните количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт, при което крайната прогнозна цена за новия регулаторен период достига 63,43 лв./MWh.

**Разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии** – прогнозираните са в размер на 157 766 хил. лв., като същите са изчислени с прогнозна цена от 75,00 евро/t CO<sub>2</sub> съгласно формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации на ИАОС, при емисионен фактор и долна топлина на изгаряне на горивото за 2023 г. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 269 746 t, като за ценовия период са приспаднати по ½ от полагащите се безплатни емисии за 2024 г. и 2025 г. по Европейската схема за търговия с емисии в общ размер на 194 222 t. Общо предвидените за закупуване квоти за новия ценови период възлизат на 1 075 525 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 425 026 хил. лв., изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Признатата стойност на активите е отчетената стойност на активите на дружеството към края на 2023 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 съгласно Международните счетоводни стандарти, почивните станции и имотите, отдадени под наем, както и е приспадната стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 51 851 хил. лв.

**Необходимият оборотен капитал** е изчислен като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации съгласно т. 32.5. от Указания-НВ и е в размер на 100 979 хил. лв. 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 приспаданата амортизация за съответната дейност.

**Норма на възвращаемост** – общата норма на възвращаемост на капитала за ценови период 2024 г. – 2025 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 8,52%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2023 г.

Капиталовата структура към 31.12.2023 г. се състои от 100% собствен капитал, като съгласно предварителния, неаудитиран финансов отчет към 31.12.2023 г. собственият капитал е в размер на 567 605 хил. лв. Съгласно разпоредбите на т. 38 от Указания НВ към стойността на собствения капитал не е отчетен текущия финансов резултат за 2023 г. в резултат на което размерът му посочен в ценовия модел е 654 895 хил. лв.

За определяне нормата на възвращаемост на собствения капитал дружеството е използвало прилагания от Комисията Модел за оценка на финансовите активи (Capital Assets Pricing Model – CAPM). Съгласно Модела CAPM формулата за определяне на цената на собствения капитал е следната:  $HVCK = \text{Безрискова премия} + \beta e * \text{Пазарна рискова премия}$ .

За определяне на безрисковата премия са използвани наличните данни на БНБ за средната стойност за последните 12 месеца (март 2023 г. – февруари 2024 г.) на дългосрочния лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който е в размер на 4,0299%. По данни, публикувани на сайта на Aswath Damodaran – betaEurope.xls (live.com), безлостовият  $\beta$  коефициент за сектор „Енергетика“ в Европа е 0,524, като при капиталова структура на дружеството към 31.12.2023 г. със 100% дял на собствения капитал, лостовият  $\beta$  коефициент остава без промяна в размер на: 0,524.

Относно пазарната рискова премия съгласно публикациите на сайта на Aswath Damodaran пазарната рискова премия за България е в размер на 6,94%, която включва в себе си системен риск за развити пазари от 4,60% и 2,34% - специфичен странови риск за България.

На база на описаните изходни данни и прилагане на формулата за определяне на цената на собствения капитал по модела CAPM, нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 7,66%. При залагане в справка № 3 „Норма на възвращаемост на капитала“ на ценовия модел актуалната норма на възвращаемост на собствения капитал, **среднопретеглената норма на възвращаемост за дружеството преди данъчно облагане съгласно ценовия модел е в размер на 8,52%.**

**Корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ** – по актуалните разчети на дружеството до края на регулаторния период надвзетият приход от природен газ ще достигне прогнозно 160 389 хил. лв., а този от въглеродни емисии 39 398 хил. лв. или общ размер на корекцията по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ в прогнозен размер от – 199 787 хил. лв. За целите на ценовото заявление 50% от прогнозния размер на корекцията на необходимите приходи е отразена при изчисленията на преференциалните цени на електрическата енергия и 50% при изчисленията на цената на топлинната енергия, както следва:

- 99 893 хил. лв. / 3 658 797 MWh топлинна енергия за реализация = -27,30 лв/MWh, намаление на centa на топлинната енергия;

- 99 893 хил. лв. / 774 247 MWh продадена електрическа енергия = -129,02 лв/MWh, намаление на преференциалната цена на електроенергията (премията по чл. 33а от ЗЕ).



Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 277,35 MW.

**Образуване на цените:**

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

1.1. Прогнозната цена на закупените емисии CO<sub>2</sub> е коригирана от 146,68 лв./t на 136,91 лв./t (70,00 евро/t), в съответствие с т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 1 075 525 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 1 075 525 t = **147 250** хил. лв.

1.2. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 396, 491 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 901 220 MWh (19,76%) на 706 803 MWh (15,5%) или със 194 417 MWh, в съответствие с т. 6 от общия подход.

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 дружеството, както следва:

3.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

3.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,15 лв./MWh;

3.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,03 + 2,46 = 3,49 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 69,64 лв./MWh.**

4. Норма на възвръщаемост на капитала:

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

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

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

$NB = (ДСк * NBск + Дпк * NBпк * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

където:

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

*ДСк* – дялът на собствения капитал в общия капитал, %;

*NBск* – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

*ДС* – корпоративният данък по ЗКПО, %;

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

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

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{ск} = NB_{б} + \beta L * (NB_{п} - NB_{б}),$$

където:

$NB_{б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{п}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>14</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	0%
3	Дял на собствения капитал	100%

<sup>14</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за обмен капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,13%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,13%.

**Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:**

[TLP-GREEN]

Ниво 1

1. Корекция по природен газ														
2023/2024														
Отчетни данни														
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	234 779	239 845	265 562	293 759	734 353	1 002 157	1 132 579	804 960	891 122	561 021	279 466	247 413	6 687 016
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	70,34
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	7 897,95	8 286,65	8 197,91	9 932,00	8 885,67	6 734,49	18 823,47	18 626,77	32 641,81	19 848,92	10 376,57	9 456,12	159 708
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	70,34
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	70,34
2. Корекция по въглеродни емисии														
Количество, Qe	тона	984 495												
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00								разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.		
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цп	евро/тон	70,95								-190 606,44	-187 212,40	3 394,04		
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	32 829,86												
$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{п})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{п})_t \pm Pt-1$													=	195 932,23

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация София“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

<b>„Топлофикация София“ ЕАД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>			
1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия	302 665	335 708	+10.9
2. Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> )	157 766	147 250	-6.6
<b>Справка № 5 – „ТИП в преноса“</b>			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	19,76	15,5	-4,26
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	3 658 797	3 853 214	+5,31

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са изчислени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Топлофикация София“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	278,69
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	100,99
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	128,25
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ	124,40

#### **Ценообразуващи елементи на изчислените цени:**

- Необходими годишни приходи – 915 418 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 889 066 хил. лв., от които условно-постоянни – 207 256 хил. лв. и променливи – 681 810 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 429 721 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6.13%;
- Количество електрическа енергия – 774 247 MWh. В т.ч.:
  - количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 738 247 MWh;
  - комбинирана електрическа енергия – 36 000 MWh;
    - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 853 214 MWh.

#### **2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ“ ЕАД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-49-4 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 156,94 лв./MWh без ДДС;
2. 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 – 155,94 лв./MWh без ДДС;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 230,09 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	506,12	408,39	230,09	-43,66
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	137,96	137,96	156,94	+13,76
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	136,96	136,89	155,94	+13,91

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природен газ – 669,07 лв./knm<sup>3</sup>.

Като приложение към заявлението е представено 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 м. юли 2024 г. – м. юни 2025 г., които са изчислени от дружеството в размер на 5 868 лв. без ДДС. Дружеството също посочва, че съгласно разпоредбите на 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. За изпълнение на това свое задължение, е сключен договор с „ТЮФ Рейнланд България“ ЕООД на стойност 31 800 лв. без ДДС, стойност, която се иска да бъде компенсирана.

С писмо с изх. № Е-14-49-5 от 05.04.2024 г. от дружеството е изисквана следната допълнителна информация: обяснение, със съответните мотиви, по отношение на установено разминаване между посочената в заявлението преференциална цена на електрическата енергия в размер на 230,09 лв./MWh и получената в ценовия модел в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ (приложение № 4) в размер на 296,54 лв./MWh; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; на хартиен носител попълнена и подписана

справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2023 г. (приложение № 6); подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. 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; обяснение на дружеството по отношение на установено разминаване в периодите, попълнени във формулярите за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации за прогнозния ценови период 2024 г. – 2025 г., тъй като във всички формуляри е посочена 2023 г.; представяне на коректно попълнени формуляри (в excel и на хартиен носител) за новия ценови период относно ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценови период; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводство (ЗСч) и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към първоначалното заявление и по отношение на допълнително представената информация и документи, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ).

С писмо с вх. № Е-14-49-5 от 16.04.2024 г. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ“ ЕАД е представило в КЕВР изисканата информация.

**„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило следната обосновка:**

**Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценови период** – прогнозните количества отпусната топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на 323 224 MWh, които са планирани на база очакваната реализация, технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, при външни температури на въздуха характерни 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 ценови период** – дружеството отчита топлинна енергия за собствени нужди през 2023 г. в размер на 10 143 MWh и за новия ценови период прогнозира топлинната енергия за собствени нужди в размер на 10 085 MWh, като посочва, че планираното намаление с 58 MWh се дължи на очаквания по-малък период на използване на инсталация Когенерация, предвид предвидените ремонтни дейности.

**Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи** – са в размер на 8 950 MWh и дружеството посочва, че съответстват на достигнатите нива през последните шест години. През разглежданите ценови години „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД продължава да полага всички необходими и възможни усилия да поддържа топлопреносната мрежа в състояние да пренася топлоносител като ограничава загубите му. Посочва се, че за тази цел непрекъснато и своевременно се отстраняват констатираните аварийни пробиви по топлопроводите. Успоредно с тези мерки, дружеството и през тази година продължава да подменя остарели салникови компенсатори с линзови. Дружеството посочва, че 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 2023 г., рехабилитираните и новопостроените топлопреносни трасета са с обща дължина от 18,4 km, което представлява едва 9,8% от общата дължина на мрежата към края на 2023 г. – 187,3 km.

Въпреки запазването на темпа на отстраняване на нови пробиви през 2023 г. не отчитат тенденция за намаление на загубите на топлинна енергия от подпитка, в следствие на което за ценови период е прието, че загубите на топлинна енергия от подпитка ще са

занижени с 5% спрямо отчетените през 2023 г. и очакваният им размер е 16 300 MWh.

В резултат на анализ, извършен от дружеството за новия ценови период, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД приема, че загубите на топлинна енергия от излъчване ще са в размер на 87 878 MWh. Това количество представлява намаление с 23 302 MWh спрямо най-добрия постигнат резултат от дружеството през ценовата 2019 г. – 2020 г. Дружеството е прогнозирано, че размерът на технологичните разходи по преноса следва да възлиза на 35,0% от прогнозното производство на топлинна енергия.

**Прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация** – Дружеството посочва, че потреблението на електрическа енергия за собствени нужди на Когенерацията за новия ценови период е прогнозирано в размер на 9 130 MWh, което е със 121 MWh повече от отчетеното през 2023 г. Завишението е за сметка на електропроизводството, тъй като се предвижда в някои от зимните месеци по-високо електропроизводство. Прогнозата на електрическа енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е незначително намалена, със 67 MWh, дължащо се на по-различното натоварване на Когенерацията спрямо 2023 г.

**Регулаторна база на активите** – 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 електричество, 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 периода януари-декември 2023 г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство са 91 885 ч., а тези свързани с пренос 92 357 ч. На тази база 50% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 50% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

**Необходим оборотен капитал (НОК)** – той е изчислен 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 10 688 хил. лв. Получената сума за НОК се разпределя между производството и преноса на топлинна енергия чрез „Коефициент за разпределение на горивото при комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия“. В калкулацията са включени финансираната на обща стойност 324 хил. лв. След направените изчисления за РБА дружеството е получило 161 502 хил. лв.

**Нормата на възвръщаемост на капитала** преди данъчно облагане е изчислена по формулата, съгласно чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на собствения капитал за новия ценови период „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предлага използването на „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing Model - CAPM), а за източници на информация за определяне на стойностите: БНБ и Aswath Damodaran. Дружеството е получило Безрискова премия – 4,03%. Въз основа на използваните източници, дружеството посочва, че безлостовият  $\beta$  коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е 0,52, а този коефициент, при капиталова структура (26,9/73,1) и размер на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов  $\beta$  коефициент със стойност – 0,697. Дружеството предлага Пазарна рискова премия в размер на 6,94%, която е получена като сбор от стойностите на системния риск (4,60%) и специфичния държавен риск за България (2,34%). След извършените изчисления, дружеството е получило Норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на



8,86%, а нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 6,37%, която посочва, че е изчислена 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. В резултат на извършените от дружеството изчисления, е получена Нормата на възвръщаемост на капитала – 8,91%.

#### **Условно-постоянни разходи**

**Разходи за амортизации** – планирани са в размер на 13 527 хил. лв., 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 31.12.2022 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 квоти 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 производствените централи е разпределена съответно според тяхното предназначение и функционалност, спрямо това какъв продукт произвеждат (електрическа, топлинна енергия или и двата вида енергия). Амортизацията на введените в експлоатация на площадките на ТЕЦ „Пловдив Север“ – 3 броя и ОЦ „Пловдив Юг“ 2 броя водогрейни котли 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.

**Разходи за ремонт** – планирани са по обекти в ремонтна програма в общ размер на 1265 хил. лв., за поддържане в изправно и безопасно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия.

**Разходи, свързани с персонала** – планирано е увеличение на тези разходи, като се предлага да бъдат в размер на 5 953 хил. лв., която сума е формирана от разходи за заплати и възнаграждения в размер на 4 862 хил. лв. и начисления, свързани с действащото законодателство в размер на 1 092 хил. лв. Посочено е единствено, че увеличението се дължи на нарастване на разходите за заплати и възнаграждения в дружеството. Дружеството посочва, че в тези 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** – планирано е увеличение с 9,27% до 8903 хил. лв., като тези разходи са планирани на база на отчетните разходи през 2023 г., индексирани с обявената от Националния статистически институт (НСИ) средногодишна инфлация от 9,5% за периода януари 2023 г. – декември 2023 г. спрямо периода януари 2022 г. – декември 2022 г.

**Вътрешно-групови разходи, свързани с дейността** – планирани са в размер на 3 832 хил. лв. и включват проектно-консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал за по-ефективно извършване на основните дейности.

**Приходи от присъединяване и услуги** – планирани са в размер на 206 хил. лв., като са получени на база отчетни данни за приходите от услуги, индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 9,5% за периода януари 2023 г. – декември 2023 г. Планираните приходи са от: услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение, присъединяване на нови клиенти и приходи от услуги, директно възлагани от клиенти.

Прогнозните условно–постоянни разходи за новия ценови период са в общ размер на 29 443 хил. лв.

**Променливи разходи** – планирани са в размер на 69 587 хил. лв., което е намаление с 34,4%.

**Разходи за материали** – дружеството посочва, че се наблюдава намаление на разходите за материали спрямо базисната 2023 г., като основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са изчислени с цена на природен газ, базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб ТТФ от ЕЕХ към ден на търговия 15.03.2024 г., предвид Методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“ ЕАД.

**Разходи за закупена електрическа енергия** – планирани са по месеци и по видове напрежение (високо, средно и ниско), като общият размер на разходите е 1 071 хил. лв. Те са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с планираните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

**Разходите за вода** са с прогнозна стойност от 173 хил. лв. и са планирани по месеци и по видове консуматори спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период. Към общите разходи са включени и разходи за канализация, отвеждане и пречистване на потребените количества вода.

**Разходите за консумативи** са с прогнозна стойност от 140 хил. лв. и също са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

**Разходът за акциз на природния газ** възлиза на 1 135 хил. лв.

Дружеството посочва, че в променливите разходи не са прогнозирани разходи за външни услуги.

**Разходи за въглеродни емисии** са определени като от реално емитираните от инсталациите парникови газове при производството са приспаднати предвидените безплатни квоти и са остойностени с цена на емисиите базирана на фючърс за EUA от ЕЕХ към ден на търговия 15.03.2023 г. (Futures Market на ЕЕХ). Дружеството посочва, че съгласно разпоредбите на Делегиран Регламент 2019/331 за определяне на валидни за целия Съюз преходни правила за хармонизирано безплатно разпределение на квоти за емисии в съответствие с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕС, за периода 2021 г. – 2025 г. на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предварително са разпределени общо 78 973 безплатни квоти, като за 2023 г. са 16 929, а за 2024 г. са 15 403. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. дружеството прогнозира за закупуване общо за двете централи (ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“) 131 217 t CO<sub>2</sub> квоти, при цена 116,75 лв./t или прогнозните разходи възлизат в размер на 15 319 хил. лв.

**Разходи за балансиране** по Правилата за търговия с електрическа енергия – прогнозираните са в размер на 107 хил. лв. на база сумарен небаланс в размер на 2,5% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2023 г.

В обосновката дружеството е представило извършени изчисления относно корекциите на разходите за природен газ и за CO<sub>2</sub> квоти.

**Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 50,0 MW.**

#### **Образуване на цените:**

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

1.1. Разходите за балансираща енергия, като част от променливите разходи, не са признати, като корекцията е направена в съответствие с т. 1.4. от общия подход;

1.2. 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.

1.3. Прогнозната цена на закупените емисии CO<sub>2</sub> е коригирана от 137 лв./t на 136,91 лв./t (70,00 евро/t), в съответствие с т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 131 216,95 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 131 216,95 t = 17 965 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 77 149,00 km<sup>3</sup>, съгласно заявеното от дружеството.

1.4. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 41,141 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации;

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 35% на 25,1%, 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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

4.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,34 лв./MWh;

4.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,97 + 2,98 = 3,95 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 69,29 лв./MWh.**

5. Норма на възвръщаемост на капитала:

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

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

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

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC)$ , където:

където:

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

*ДСК* – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$NB_{СК}$  – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;  
 $ДС$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;  
 $ДПК$  – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;  
 $NB_{ПК}$  – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б}),$$

където:

$NB_{Б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>15</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната

<sup>15</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	27%
3	Дял на собствения капитал	73%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,60%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,60%.

[TLP-GREEN]

Ниво 1

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2023/2024												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	42 059	41 515	43 580	40 380	82 506	105 733	111 630	84 393	88 898	71 050	52 838	46 731	811 312
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,84
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	1 318,13	1 338,85	1 245,09	1 272,38	808,56	467,34	1 598,53	1 758,75	3 051,86	2 350,32	1 840,36	1 678,57	18 729
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,84
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,84

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	126 720												
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00								разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.		
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95								-190 606,44	-187 212,40	3 394,04		
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	4 225,71												
$H_t = Q_g^* (C_{пг} - C_l) + Q_e^* (C_{пe} - C_l) \pm Pt-1$													=	26 348,49

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

<b>„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД</b>			
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>Променливи разходи, хил. лв., в т.ч.:</b>			
1. Балансираща енергия, хил. лв.	106,546	0	-100%
2. Корекция газ	22,851	0	-100%
3. Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> )	17 411	17 965	+3,1%
<b>Справка № 2 – „РБА“</b>			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените ГОДИШНИ парични разходи, хил. лв.	161 502	162 586	+0,67%
<b>Справка № 5 – „ТИП в преноса“</b>			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	35,00	25,10	-9,9%
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	210 095	221 803	+5,57%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	233,10
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	55,40
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	127,19
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ	126,19

#### **Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 118 251 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 107 528 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 401 хил. лв. и променливи – 78 127 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 162 564 хил. лв.;
    - Норма на възвръщаемост – 6,60%;
      - Количество електрическа енергия – 277 700 MWh, в т. ч.:
        - от високоефективно комбинирано производство – 264 108 MWh;
        - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 592 MWh;
      - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 221 803 MWh.

### **3. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛЕВЕН“ АД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-04-2 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара –

47,21 лв./MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 56,10 лв./MWh без ДДС;

3. Преференциална цена на електрическа енергия – 338,67 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	560,24	449,02	338,67	-24,57
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	96,94	96,94	56,10	-42,13
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	117,89	117,89	47,21	-59,95

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природния газ – 704,01 лв./knm<sup>3</sup> без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-04-2 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: подробна обосновка за получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в. т. ч. 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; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1.

С писмо с вх. № Е-14-04-2 от 17.04.2024 г. „Топлофикация - Плевен“ АД е представило изискваната допълнителна информация, като е посочило, че получените приходи от юрисконсултски възнаграждения са в размер на 104 хил. лв. за отчетния период и същите не са включени в разходите за заплащане на съдебни разноски. Посочило е също така, че размерът на технологичните разходи по преноса за следващия регулаторен период е намален с 2,14% спрямо отчетените за 2023 г.

**„ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛЕВЕН“ АД е представило следната обосновка:**

1. За изпълнение на производствената си програма през новия регулаторен период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., дружеството ще експлоатира две инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Към съществуващата инсталация – КППЦ през месец декември 2023 г. е добавена и нова инсталация – ДВГ, състояща се от 3 броя газови бутални двигатели с котел-утилизатори за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Дружеството има утвърден от Министъра на енергетиката Алгоритъм за пресмятане на режимните фактори и на количеството комбинирана електрическа енергия,



произведена от инсталации за комбинирано производство на „Топлофикация - Плевен“ АД през 2024 г. Като част от общо произведената електрическа и топлинна енергия дружеството предвижда новата инсталация за комбинирано производство с ДВГ да произведе следното количество енергия: Електроенергия  $E_{\text{двг}} = 93\,800 \text{ MWh}$ ; Топлоенергия с гореща вода  $Q_{\text{двг г. вода}} = 29\,391 \text{ MWh}$ ; Топлоенергия с пара  $Q_{\text{двг пара}} = 33\,143 \text{ MWh}$ . За да покрие критериите на Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г., общата енергийна ефективност на инсталацията с ДВГ трябва да е 75%. Съгласно утвърдения Алгоритъм за пресмятане, необходимото количество природен газ за регулаторния период за инсталацията с ДВГ е  $208\,445 \text{ MWh}$  или  $21\,729 \text{ knm}^3$ . За достигане на постигнатата обща, средна за последните три години ефективност от 80,72% на инсталация с КППЦ е необходимо на дружеството  $840\,159 \text{ MWh}$  природен газ или  $87\,508 \text{ knm}^3$ . Общото количество природен газ за регулаторния период за цялата централа е сума от количеството природен газ за инсталацията с ДВГ и количеството природен газ за инсталацията с КППЦ или  $109\,309 \text{ knm}^3$ . Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия регулаторен период, са на база оптимално натоварване на производствените мощности. За електрическата енергия разчетът за разходната норма за производство е  $120,87 \text{ гр.у.г./кWh}$ , а за топлинната енергия разходната норма е  $168,07 \text{ кг.у.г./MWh}$  при постигнати през 2023 г. съответно  $135,48 \text{ гр.у.г./кWh}$  и  $149,43 \text{ кг.у.г./MWh}$ .

2. Според дружеството при гарантирано постигане на критериите за ефективност на двата цикъла за производство, поради спецификата на ценовия модел и залагането в него на общо произведената за централата топлинна и електрическа енергия, ефективността за новия регулаторен период общо за централата е 79,58%. Като основа на разчета е повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия. Предвижда се произведената електроенергия да бъде  $402\,350 \text{ MWh}$ , а собствените нужди да бъдат  $32\,350 \text{ MWh}$ , или 8,04% от произведената електрическа енергия, при отчетени за 2023 година 8,59%. Увеличението на произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с  $93\,289 \text{ MWh}$ .

3. Дружеството предвижда увеличение на количествата топлинна енергия за реализация с топлоносител гореща вода спрямо нивото на отчетеното през 2023 г. с около  $24\,700 \text{ MWh}$ , като причина за това са значително по-високите от нормалното температури на околната среда през изминалите зимни месеци. Предвижда се и запазване на нивото на количеството топлинна енергия с топлоносител пара.

4. Дружеството посочва, че при тези допускания, разходът на природен газ за разчетния период е  $109\,309 \text{ knm}^3$  или увеличение с 20,5%, 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 предложената от „Булгаргаз“ ЕАД за месец април 2024 г. цена от  $58,85 \text{ лв./MWh}$ , актуалната цена за пренос –  $1,0194 \text{ лв./MWh}$  и постигнатата от дружеството индивидуална цена на капацитетни продукти средно за периода в размер на  $4,39 \text{ лв./MWh}$ . 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 компенсирание 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  $207\,482 \text{ t CO}_2$ . Те са остойностени на база средна цена на емисиите  $\text{CO}_2$  за м. февруари 2023 г. в размер на  $70 \text{ евро/t}$ .

6. При определяне на стойността на недовзет приход за отчетния период съгласно чл. 24, ал 5, т. 2 от НРЦЕЕ - Приложение 5, са взети предвид последните достигнати нива на цените на природния газ и на емисиите, съответно за м. април и за м. февруари 2024 г., като общият размер на недовзет приход е  $33\,740 \text{ хил. лв.}$

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), приети с решение по т. 2 от протокол № 30 от 24.02.2014 г. на КЕВР.

9. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2023 г., концепцията за развитие на дружеството през следващата година и обективните тенденции в макроикономически аспект. В разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата, загуби от обезценки, брак, отписани вземания, лихви за забава и неустойки, свързани с неизпълнение на сключени договори. Посочва се, че прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2023 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 2023 г.

11. В променливите разходи за отчетния период, разходите за закупена енергия са 1 164 хил. лв., като са приспаднати компенсациите по РМС в размер на 80 хил. лв. Стойността им без тях е 1 244 хил. лв.

12. Разходите за ремонт за 2023 г. са 7 916 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са 6 187 хил. лв. и прогнозните разходи за новия регулаторен период са в размер на 8 715 хил. лв. Увеличението е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина, ремонта на регулацията на ТГ № 1 и ремонта на ЕК № 4. 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 приключване на 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 възвращаемост на капитала е 6,84%. Дружеството отбелязва, че ставката за възвращаемост 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 през новия регулаторен период са 6 944 хил. лв. Месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2023 г., съгласно данни на НСИ е 3 060 лв., а за „Топлофикация - Плевен“ АД е 2 476 лв. Въпреки направените увеличения на заплатите през изминалата година, дружеството продължава да изостава с около 23%. С въвеждането на двигателите в експлоатация работата е увеличена, затова е предвидено индексирание на заплатите на служителите, поради тези причини и трудното задържане на квалифицирани кадри е предвиден разходът да достигне 6 944 хил. лв. за следващия ценови период.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 94,19 MW.**

#### **Образуване на цените:**

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

1.1. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 207 482 t, заявени от дружеството – 18 113 t безплатни квоти = 189 369,15 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 189 369,15 t = 25 927 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 109 309,00 km<sup>3</sup>.

1.2. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 104 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. 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 газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

3.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

3.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 64,99 лв./MWh;

3.3. Цени за пренос и достъп през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,10 + 5,01 = 6,11 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 71,09 лв./MWh.**

4. Норма на възвръщаемост на капитала:

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

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

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

$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

където:

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

*ДСК* – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>СК</sub>* – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

*ДС* – корпоративният данък по ЗКПО, %;

*ДПК* – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>ПК</sub>* – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на

претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$НВск = НВб + \beta L * (НВп - НВб),$$

където:

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;

НВп – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>16</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

<sup>16</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	22%
3	Дял на собствения капитал	78%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,50%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,50%.

[TLP-GREEN]

Ниво 1

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2023/2024												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	62 100	61 560	62 640	63 180	101 520	131 760	142 020	124 200	110 700	76 140	63 720	62 640	1 062 180
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,67
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	1 907,09	1 946,53	1 750,16	1 951,00	930,94	499,37	1 944,25	2 510,08	3 730,59	2 470,74	2 179,22	2 210,57	24 031
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,67
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,67

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	169 481												
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00								разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.		
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95								-35 612,25	-34 569,61	1 042,64		
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	5 651,67												

$$Ht = Qg * (Цпр - Цп) + Qe * (Цпе - Цп) + Pt - 1 = 30 724,85$$

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Плевен“ АД за следващия ценови период са следните:

<b>„Топлофикация – Плевен“ АД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>			
Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), хил. лв.	27 156	25 927	-4,5%
<b>Справка № 2 – „РБА“</b>			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	55 288	53 852	-2,6%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Топлофикация – Плевен“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	248,78
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	71,08
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	90,02
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	84,77

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 143 167 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 139 664 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 849 хил. лв. и променливи – 115 815 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 53 852 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,50%
    - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 370 000 MWh
    - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 195 100 MWh
    - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 33 400 MWh.

#### **4. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС“ АД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-13-3 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 118,52 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 472,86 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	605,38	490,42	472,86	-3,58
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	95,20	95,20	118,52	+24,49

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- природен газ – 908,26 лв./kNm<sup>3</sup>;
- друг вид гориво (биомаса) – 432,60 лв./t при долна работна калоричност – 4 076 kcal/kg.

Дружеството е приложило на хартиен и електронен носител документи, съгласно подробен опис към заявлението.

С писмо с изх. № Е-14-13-3 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ. Изисканата информация е представена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-13-3 от 15.04.2024 г.

**„Топлофикация - Бургас“ АД е представило следната обосновка:**

#### **Условно-постоянни разходи**

**1. Прогнозни разходи** – определени са след анализиране на заявените променливи разходи за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и отчетните за 2023 г., като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия прогнозен период. 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 – Дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за прогнозния период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до края на 2023 г. От общия размер на прогнозните разходи **1 162 хил. лв.**, 654 хил. лв. са за електрическа



енергия, а за топлинна енергия са разпределени на териториален принцип по направления „Производство“ – 363 хил. лв. и „Пренос“ – 57 хил. лв. Разходите за амортизации, начислявани върху ДА, общо за двата продукта, са в размер на 88 хил. лв.

**3. Разходите за ремонт**, включени в УПР, са в размер на **2 906 хил. лв.**, в т. ч. 2 586 хил. лв. в направление „Производство“ и 320 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 2 491 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 70 хил. лв. – за топлинна енергия, а 25 хил. лв. общо за двата продукта. Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газо-буталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти, са отнесени към инвестиции.

**4. Прогнозният разход за заплати и възнаграждения** е съобразен с числеността на персонала в дружеството, която е оптимизирана до 164 работници и служители, както и въз основа размера на възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Те обслужват дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинната енергия“. Годишните разходи за работни заплати в направление „Производство“ са в размер на 4 128 хил. лв. и 1 356 хил. лв. за дейността „Пренос на топлинна енергия“ или общо планираните средства за заплати и възнаграждения на дружеството възлизат на **5 484 хил. лв.**

Дружеството посочва, че разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях, през новия ценови период са увеличени спрямо 2023 г., което се дължи на увеличените през м. ноември 2023 г. работни заплати от една страна и на отчетения по-малък размер на разходите за заплати през 2023 г. поради неотработени дни, вследствие на обезщетения по болест и майчинство, движение на персонала (назначени и напуснали работници и служители) и неплатен отпуск. Прогнозните средства за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Дружеството отбелязва, че съгласно действащия в дружеството колективен трудов договор (КТД), работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10% от начислените средства за работна заплата, като средствата за социални разходи за 2023 г. са в размер от 3,75% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2024 – 30.06.2025 г. са предвидени 4,20%.

**5. Общият прогнозен размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е 1 752 хил. лв.** при 1 553 хил. лв. по отчет за 2023 г. или увеличение с 199 хил. лв. Дружеството посочва, че всички позиции на разходите са определени на база достигнатия им размер през отчетната 2023 г., като увеличение се наблюдава при следните позиции:

5.1. Горива за автотранспорт – поради придобиване на нов автомобил.

5.2. Разходи за проверка на уреди – дружеството предвижда увеличение на разходите поради предстоящата последваща метрологична проверка на част от уредите за търговско измерване, намиращи се при топлоизточника и в абонатните станции. Проверката на уредите е предвидено да се извърши преди началото на отоплителния сезон 2024/2025 г.;

5.3. Разходи за съдебни дела – очакванията на дружеството са за по-голям размер на съдебните разходи през 2024 г. поради големия материален интерес по заведените дела.

5.4. Разходи за безплатна предпазна храна – дружеството предвижда увеличение на средствата за безплатна предпазна храна на работниците и служителите.

5.5. Разходи за такса „събрано инкасо“ – прогнозираните са в размер на 120 хил. лв., като размерът им се формира от възнагражденията на изпълнителите по сключените договори за събиране на вземания, както и комисионните, събирани от банките върху постъпленията от клиенти по микро-сметката и чрез ПОС-терминалните устройства. Предвиденото увеличение през новия ценови период е свързано с очакванията за

увеличаване на събираемостта.

**6. Не се планират приходи от присъединяване и от топлоносител**, тъй като няма заявени желаниа за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2023 г. също няма реализирани приходи от тези дейности, както и такива от промяна на партиди, съгласуване и заверка на скици или други административни услуги.

#### **Променливи разходи**

**7. Разходите за горива** в енергийната и водогрейна части са определени при цена на природния газ 908,26 лв./kNm<sup>3</sup> и в съответствие с показателите в ценовите модели.

Посочва се, че през 2020 г. дружеството е стартирало нов проект за газобутален двигател на природен газ с номинална електрическа мощност 8,73 MW, който предстои да се реализира през новия регулаторен период 2024/2025 г. Процесът ще е съпроводен с провеждането на редица пробни изпитания на всички възли и енергийните потоци, проверки и други мероприятия за постигане на оптималните показатели на новото високоефективно комбинирано енергийно производство. С това дружеството аргументира отклоненията в планираните производствени показатели в инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) през новия регулаторен период спрямо отчетната 2023 г.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., е разчетен в размер на 74,26 g/kWh при отчетна стойност на показателя 71,79 g/kWh за 2023 г., т. е. с 3,4 % е по-висок спрямо отчетния показател за предходната година.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 01.07.2024 г.– 30.06.2025 г. е разчетен в размер на 228,69 kg/MWh при отчетна стойност на показателя 230,09 kg/MWh за 2023 г., т. е. с 0,6% е по-нисък спрямо отчетния показател.

Дружеството подчертава, че тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 79,21% и икономия на гориво в размер на 19,8%, определени на база планираните количества произведена топлинна и електрическа енергия. Съответните отчетни показатели за 2023 г. са: обща ефективност на комбинирано производство - 79,01% при икономия на гориво в размер на 19,3%.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от отделно производство за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. е разчетен в размер на 169,25 kg/MWh с обща ефективност 72,6% при отчетните стойности на показателите за 2023 г., съответно 169,14 kg/MWh и 72,6%.

**8. Разходите за вода** за подпитка в натурално изражение са приети в размер на 10,27 m<sup>3</sup>/h или **60 хил. лв.** за новия ценови период. Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при стойност 0,195 m<sup>3</sup>/MWh или **135 хил. лв.** За битови нужди се използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр. Бургас при цена 4,17 лв./m<sup>3</sup> или прогнозен разход в размер на **12 хил. лв.** при разходна норма на водата за битови нужди на ден – 8,10 m<sup>3</sup>/ден, която е средна стойност за последните 5 години. Дружеството е прогнозирано **общ прогнозен разход на вода** за новия ценови период в размер на **201 хил. лв.**, в т. ч. и 6 хил. лв. за правото на водоползване на сондажната вода.

**9. Разходите за закупена електроенергия** са в размер на **628 хил. лв.** 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 8,75 kWh/MWh.

**10. Разходите за консумативи** са планирани в общ размер на **731 хил. лв.**, при отчетени за 2023 г. в размер на 557 хил. лв. Те включват разходи за: солена разтвор – 93 хил. лв., 20% натриева основа – 87 хил. лв., разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна) – 511 хил. лв., разходи за запалителни свещи – 40 хил. лв.

**11. Разходите за външни услуги** са планирани в общ размер на **3 835 хил. лв.** при

отчетени за 2023 г. 4 119 хил. лв. 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 632 хил. лв. Същите са определени на база на прогнозируем небаланс в размер на 3% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 205,58 лв./MWh, изчислена като средна претеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2023 г. до 31.12.2023 г.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ са прогнозирани в размер на 3 032 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия от 472,86 лв./MWh.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са на обща стойност 245 хил. лв. Определени са в размер на 5,50 % от използваните количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци, 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 249 хил. лв., определени на база нетна продадена електрическа енергия за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. и цена в размер на 2,43 лв./MWh.

Разходите за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ са определени по 23,8 хил. лв. на месец за целия регулаторен период.

**12. Разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)** – дружеството посочва, че на „Топлофикация – Бургас“ АД, след одобряването, се очаква да бъдат разпределени 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<sub>2</sub> за топлинна и 0 t CO<sub>2</sub> за електрическа енергия;
- 2025 г. – 7 443 t CO<sub>2</sub> за топлинна и 0 t CO<sub>2</sub> 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 емисиите на парниковите газове не се отделят (емисионният фактор на биомасата е нула). Другите горива в топлоизточника не се използват (мазут и промишлен газьол са резервни горива).

Верифицираното количество емисии парникови газове за 2023 г. е в размер **52 398 t CO<sub>2</sub>** и е изчислено с формуляра за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Дружеството посочва, че за 2023 г. е получило **7 869 безплатни квоти** за топлоенергия по чл. 10а от Директивата, докато определените за 2024 г. в размер на 7 656 t CO<sub>2</sub> не са били постъпили в регистъра по сметка на дружеството към момента на изготвяне на заявлението за цени. В тази връзка, е направено изчисление за количеството CO<sub>2</sub> квоти (52 398 – (7 869+0)), което е в размер на **44 529 t CO<sub>2</sub>**, и представлява недостиг, който трябва да бъде закупен.

За **новия ценови период 01.07.2024 г.–30.06.2025 г.** са направени изчисления с прогнозно количество на генерираните емисии – **60 304 t CO<sub>2</sub>**, и безплатно количество за 2023 г. в размер на **7 869 t CO<sub>2</sub>**, при което дружеството е изчислило, че **52 435 t CO<sub>2</sub>** е недостигът на CO<sub>2</sub> квоти, които ще трябва да закупи. Използвана е прогнозна цена на CO<sub>2</sub> квоти в размер на 70 евро/t CO<sub>2</sub> или прогнозният разход възлиза на **7 179 хил. лв.**

**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 31.12.2023 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 270 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 7 166 хил. лв. 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 31.12.2023 г., като не включва текущия финансов резултат. **Нормата на възвращаемост** на собствения капитал е в размер на **7%**, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период. **Привлеченият капитал** и среднопретеглената му норма на възвращаемост са определени в съответствие с условията по договорите за кредити и техните лихвени ставки. Дружеството посочва, че има задължения в размер на 10 566 хил. лв. и средно-претеглена лихва 5,07%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

**16. Прогнозни количества топлинна и електрическа енергия** – общото количество топлинна енергия за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **176 911 MWh** и топлинната енергия за собствени нужди в размер на **3 250 MWh**. Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2019 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 варира от +14,54% до -8,80%. Общото количество произведена топлинна енергия в размер на **180 161 MWh** е сбор от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **176 911 MWh** и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер **3 250 MWh**.

Дружеството прогнозира произведената топлинна енергия от ИКПТЕЕ да е в размер на **114 766 MWh**, при средна топлинна мощност в размер на **2,308 MW** на мото-час и **49 716 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период.

Планираното количество топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е в размер на **65 702 MWh** и е разлика между общото количество произведена топлинна енергия в размер на 180 161 MWh и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 114 766 MWh.

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на **121 773 MWh**, които включват топлоенергия за отопление – **52 990 MWh** и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – **61 776 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 2023/2024 г. Количеството на топлинната енергия за отопление се планира в размер **52 990 MWh**, при средна външна температура за отоплителните месеци 8,40°C и обща сума на ден-градусите за годината 1 679. Това количество е получено по изчислителен път с прилагане на формулата за определяне на количеството топлинна енергия за отопление. Дружеството посочва също, че се очаква тенденция за увеличение на консумацията на топлинна енергия за отопление.

Планираното количество топлинна енергия за БГВ е в размер на **61 776 MW**, като се посочва, че отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо

средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е с -3,53%.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях** е определено на база статистическите данни от 2019 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия и е в размер на **55 100 MWh**, което е с 6,32% по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2020 г. – 2023 г.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции** е в размер на **4 777 MWh** и е със 7,15% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2020 – 2023 г., като същото е определено на база статистическите данни по години от 2019 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 **5 389 MWh** и е със 7,15% по-ниско от стойността на показателя за изминалия период. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 9,10 m<sup>3</sup>/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 71 и 48°C. Дружеството счита, че е приемливо да се приеме това количество за новия ценови период, предвид състоянието на топлопреносната мрежа.

За новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. дружеството посочва, че **общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи** ще възлиза на **60 489 MWh**. Отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средно аритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +5,74%.

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 **176 911 MWh**.

Дружеството прогнозира да произведе електрическа енергия в размер на **110 415 MWh**, при средна електрическа мощност в размер на **2,221 MW** на мото-час и **49 716 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 **102 482 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 и 20 kV в съоръженията на „ЕСО“ ЕАД. Дружеството посочва, 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 +12,62%. В топлоизточника на дружеството е извършената 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 ТЕ, освен от изгаряне на природен газ и чрез оползотворяване на биомаса.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 17,823 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 52 435,00 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 52 435,00 t = 7 179 хил. лв.**

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са **31 719 knm<sup>3</sup>** и **14 321 t** биомаса.

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

2.1. Не се признават като неприсъщи за лицензионната дейност разходи за външни услуги, в размер на 3 835 хил. лв., включващи:

- разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, съгласно т. 1.4. от общия подход;
- разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“, съгласно чл. 36е от ЗЕ;
- разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъци, като неприсъщ разход;
- разходи за достъп до електропреносната мрежа, съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ;

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **31 719 knm<sup>3</sup>** и **14 321 t** биомаса.

2.2. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 2,333 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

3. 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.

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:

- 4.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;
- 4.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 63,94 лв./MWh;
- 4.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,02+5,32 = 6,34 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 70,28 лв./MWh.**

5. Норма на възвръщаемост на капитала:

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

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

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

$$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС),$$
 където:

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

$ДСК$  – дялът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

$ДС$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

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

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

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$НВ_{ск} = НВб + \beta L * (НВп - НВб),$$

където:

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;

НВп – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>17</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

<sup>17</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	23%
3	Дял на собствения капитал	77%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,53%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,53%.



[TLP-GREEN]

Ниво 1

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2023/2024												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	22 894	23 388	24 143	25 961	29 079	30 310	36 427	31 959	35 510	26 856	26 030	22 870	335 428
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	66,81
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	685,45	721,51	655,97	781,70	244,26	91,54	470,64	621,29	1 169,33	850,81	870,18	789,47	7 952
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	66,81
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	66,81

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	49 126												
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00								разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.		
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95								-11 980,01	-11 433,51	546,50		
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	1 638,20												
$Ht=Qg*(Цпг-Цп)t+Qe*(Цпе-Цпl)t\pm Pt-1$													=	10 136,86

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
1. Разходи за външни услуги, хил. лв.	3 835	0	-100%
2. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия	26 653	22 316	-16,2%

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	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	330,54
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	152,84
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	81,79

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 53 532 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 52 137 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 555 хил. лв. и променливи – 39 583 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 21 374 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,53%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 102 482 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 116 422 MWh.

#### 5. „ВЕОЛИЯ ЕНЕРДЖИ ВАРНА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-53-2 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 125,23 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 347,12 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
------------	----------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------

к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	519,20	427,72	347,12	-18,84
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	136,99	136,99	125,23	-8,58

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 682,15 лв./кнм<sup>3</sup>, без ДДС.

**„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило следната обосновка:**

Дружеството е представило подробна информация за „Исходна ситуация и нормативни основания за подаване на заявление за определяне на цените за регулаторен период от 01.07.2024 г.“, в която се коментират: нормата на възвращаемост 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, оборотният капитал и др.

По отношение на ценообразуващите елементи и образуването на цените, е изложено следното:

При определяне на нормата на възвращаемост на капитала, дружеството е използвало концепцията за среднопотеглената цена на капитала. Стандартната методология за изчисляване на среднопотеглената цена на капитала отчита цената на собствения капитал и цената на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура на дружеството. Дружеството посочва, 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 възвращаемост е определена по следната формула:  $НВСК = \text{Безрискова премия} + \beta e * \text{Пазарна рискова премия}$ .

Безрисковата премия е в размер на 4,0299%. За нейното определяне е приет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, среднопотеглен за последния 12-месечен период от март 2023 г. – февруари 2024 г. по данни на БНБ.

Дружеството е използвало информация, публикувана в сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, актуална към 05.01.2024 г., от където е получило, че безлостовият отраслов  $\beta$  коефициент за 2023 г. по отношение на дружествата в електроенергийния сектор е в размер на 0,38. При капиталова структура от 123,13% и размер на данъчната ставка 10%. безлостовият отраслов  $\beta$  коефициент е преобразуван в лостов  $\beta$  коефициент, със стойност 0,808.

По отношение на пазарната рискова премия, дружеството посочва, че съгласно публикациите на Aswath Damodaran, актуализирани към 01.01.2024 г., същият препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари и странови риск за България 2,34%. Сборът от стойностите на системния риск и специфичния странови риск за България представлява пазарната рискова премия от 6,94%.

При направените допускания, дружеството е изчислило **норма на възвращаемост на собствения капитал в размер на 9,6377%**.

Дружеството е изчислило **норма на възвращаемост на привлечения капитал** в размер на 6,3657%, като е посочило, че същата е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопотеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

**Нормата на възвращаемост на капитала** е изчислена от дружеството в размер на **8,31%**, като за пресмятанята са използвани определени параметри: дял на собствения

капитал – 45%; дял на привлечения капитал – 55% и корпоративен данък по ЗКПО – 10%, както и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,6377%.

За новия регулаторен период условно-постоянните разходи са увеличени с 8,00% (или с 553 хил. лв. спрямо отчетната 2023 г.).

**Разходи за амортизация** – те са определени на база амортизационната политика на дружеството при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базовата година, включително и капитализираните към 31.12.2023 г. За новия ценови период се планират в размер на 2 373 хил. лв., което е с 30 хил. лв. повече спрямо отчета за 2023 г.

**Разходи за ремонт** – планирани са в размер на 1 412 хил. лв. или са със 128 хил. лв. повече спрямо отчета за 2023 г., което е увеличение с 10%. Дружеството посочва, че увеличението се дължи основно на ръста на цените на резервните части за ко-генераторните инсталации и предвиденото извършване на ремонтни дейности на електрически уредби 20kV, 6kV, 0,4kV, прекъсвачи, релейни защиты и кабелни трасета.

**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. В необходимите разходи за възнаграждения на служителите и социално осигуряване са включени индексирани трудови възнаграждения с 3% от 01.01.2024 г. и със 7,5%, считано от 01.03.2024 г., което компенсира регистрираната инфлация за 2023 г. в размер на 9,6%. Към тях са добавени 1% за прослужено време, според действащия КТД в дружеството. За първото шестмесечие на 2025 г. е заложено увеличение на работните заплати и осигуровки в размер на 2% и включен 1% клас за прослужено време, според действащия КТД в дружеството.

Планираните разходи за заплати и възнаграждения възлизат общо на 2 772 хил. лв., в т. ч. 2 167 хил. лв. – разходи за работни заплати и възнаграждения и 605 хил. лв. – за осигурителни вноски и социални разходи. Това е увеличение с 303 хил. лв. общо спрямо базисната 2023 г.

**Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, са планирани на база отчетените през 2023 г. разходи, индексирани с прогнозна средно годишна инфлация от 9,6%, съобразена с пазарната. За целта е използвана информация от официалния сайт на НСИ, актуална към 22.03.2024 г. Посочва се, че средногодишната инфлация за 2023 г. е 9,6% и в тази връзка, дружеството предвижда увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в размер на 11,2% (92 хил. лв.), от 824 хил. лв. до 916 хил. лв.

Дружеството е представило справка за разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ и заявява, че при някои от тях се наблюдава по-съществено изменение, както следва: експертни и одиторски услуги в размер на 247 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2023 г. с 23 хил. лв.; застраховки в размер на 107 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2023 г. с 10 хил. лв.

**Променливи разходи** – планирани са в размер на 20 052 хил. лв. или дружеството предвижда намаление със 7 274 хил. лв. спрямо отчета за базовата 2023 г. (27 326 хил. лв.)

**Разходи за основно гориво** – планираният разход на природен газ е в размер на 13 955 хил. лв., 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 01.10.2023 г. – 30.09.2024 г.

**Разходи за вода** – прогнозните разходи за вода са 277 хил. лв. 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. В разходите за вода са включени, както тези за закупуване на питейна вода, така и за канал, отвеждане и пречистване. Размерът им в бъдещия ценови период е завишен с 27 хил. лв., което посочват, че се дължи на увеличение на цените на водоснабдителните услуги на „Водоснабдяване и канализация-Варна“ ООД – съответно от

01.01.2024 г. с 10% и очаквано от 01.01.2025 г. с допълнителни 10%.

**Разходи за закупена енергия** – разходите за закупена електроенергия са в размер на 369 хил. лв. 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. Увеличението им в бъдещия период спрямо отчетната 2023 г. е с 33 хил. лв. 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).

**Разходи за консумативи, химикали и реагенти** – са планирани в размер на 39 хил. лв. или с 4 хил. лв. повече от отчетната година поради завишените цени на химикали, реагенти и транспортни услуги. Те включват: разходи за очистен разсол, хидрохикс и др. химикали и консумативи. Планирани са спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

**Разходи за външни услуги** – са планирани в размер на 200 хил. лв. или това е увеличение с 19 хил. лв. спрямо базисната 2023 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 293 хил. лв. и са определени на база изчисленото количество с помощта на ценовите приложения.

**Разходи за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)** – разходът за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) възлиза на 4 920 хил. лв. и е получен като произведение на общото количество на дефицита 35 504 t CO<sub>2</sub>, след приспадане на количеството на безплатните квоти, и прогнозна цена 70,85 евро/t CO<sub>2</sub>. Посочва се, че разходът е по-малък спрямо 2023 г., поради намалението на пазарната цена, въпреки увеличението на количеството емитирани въглеродни емисии.

**Необходими годишни приходи** са изчислени от дружеството по формулата на чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на **30 419 хил. лв.** или с 6 262 хил. лв. по-малко спрямо базисната 2023 г. (36 681 хил. лв.).

Към обосновката, дружеството е изложило допълнителни аргументи и пояснения относно технико-икономическите и финансовите параметри за прогнозния период по отношение на:

- Признатата стойност на Дълготрайните активи към 31.12.2023 г.;
- Разходи за заплати и начисления;
- Разходи за ремонт през прогнозния период;
- Разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub> квоти);
- Разпределението на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта за прогнозния период;
- Прогнозните количества отпусната топлинна енергия за разпределение през прогнозния период (за отопление и за битово-горещо водоснабдяване);
- Прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи през периода 2024/2025 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 водната топлопреносна мрежа);
- Топло и електро-производството, собствени нужди и основни технико-икономически показатели (произведеното количество топлинна и електрическа енергия, собствени нужди на топлинна и електрическа енергия);
- Прогнозните количества горива през новия ценови период 01.07.2024-30.06.2025 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.

#### Образуване на цените:

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

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 35 504 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 35 504 t = 4 861 хил. лв.

Прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 20 457 km<sup>3</sup>, 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. 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“ 2024 г. - 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,63 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,03 + 2,69 = 3,72 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

#### **Крайна цена на природен газ – 69,35 лв./MWh.**

4. Норма на възвръщаемост на капитала:

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

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

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

$$НВ = (Дск * НВск + Дпк * НВпк * (1 - ДС)) / (1 - ДС),$$
 където:

където:

*НВ* е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

*Дск* – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

*НВск* – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

*ДС* – корпоративният данък по ЗКПО, %;

*Дпк* – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

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

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{ск} = NB_{б} + \beta L * (NB_{п} - NB_{б}),$$

където:

$NB_{б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{п}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>18</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисков пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

<sup>18</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕчл. 15, ал. 2 и ал. 3.

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	55%
3	Дял на собствения капитал	45%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>7,09%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 7,09%.



[TLP-GREEN]

Ниво 1

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ																
2023/2024																
Отчетни данни																
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	10 114	10 154	10 162	10 707	18 682	27 042	28 333	24 171	26 980	22 316	12 227	11 124	212 011		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96		
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,46		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	327,48	338,01	300,89	348,52	202,51	147,65	435,19	528,87	954,28	761,41	438,59	411,16	5 195		
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,46		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,46		
2. Корекция по въглеродни емисии																
Количество, Qe	тона	33 782														
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00														
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпг	евро/тон	70,95														
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	1 126,52														
													$H_t = Q_g * (C_{pr} - C_{пг}) + Q_e * (C_{пе} - C_{пг}) \pm P_t - 1$		=	6 604,47

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 емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> )	4 920	4 861	-1.1%
Справка № 2 – „РБА“			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	34 820	34 986	+0,48%

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	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	254,29
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	76,59
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	131,86

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 31 332 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 28 853 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 473 хил. лв. и променливи – 21 380 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 34 986 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,09%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 658 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 60 912 MWh.

#### 6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ВРАЦА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 146,90 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 452,79 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС,	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС,	Изменение, %
------------	--------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------	--------------

	лв./MWh		лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	662,18	513,50	452,79	-11,82
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	113,08	113,08	146,90	+29,91

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 798,78 лв./ $\text{knm}^3$ ;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 341,47 лв./t, при долна работна калоричност – 3 868 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-06-2 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация относно: отчетна информация за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; отчет и анализ на дружеството за изпълнение на ремонтна и инвестиционна програми за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.; прогнозна инвестиционна програма за ценови период 01.07.2024 г.-30.06.2025 г.; попълнен формуляр за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) с прогнозно количество емисии парникови газове ( $\text{CO}_2$ ) за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и справка за количеството безплатни емисии  $\text{CO}_2$  (чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО) за същия период; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии  $\text{CO}_2$  за последния ценовия период; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1. С писмо с вх. № Е-14-06-2 от 16.04.2024 г. „Топлофикация-Враца“ ЕАД е представило в КЕВР изисканата информация, като е посочило че:

- през 2023 г. и първото полугодие на 2024 г. изпълнението на ремонтната програма е в обем, гарантиращ нормалната работа на дружеството, като са разходвани 977,848 хил. лв. (изпълнението за ремонтната програма по обособени позиции за разглеждания период е даден в Приложение № 1 на анализа);

- през 2023 г. и първото полугодие на 2024 г. изпълнението на инвестиционната програма е в обем, съобразен с финансовите възможности на дружеството, като са разходвани 3 113,742 хил. лв. (изпълнението за инвестиционната програма по обособени позиции за разглеждания период е даден в Приложение № 2 на анализа);

- технологични разходи - за новия ценови период планираните технологични разходи при преноса на топлинна енергия са 44 901,54 MWh или 39,25% от общата отпусната топлинна енергия. Теплоотдаване от топлопроводите и прилежащите им компоненти, които съставляват топлопреносната мрежа на дружеството, е планирано в размер на 33 267,54 MWh или 29,08% от общата отпусната топлинна енергия. Загубите от изтичане на топлоносител с гореща вода за новия ценови период остават в рамките на постигнатото до момента – 9,6% от общата отпусната топлинна енергия или 10 986 MWh. Теплоотдаване от съоръженията в абонатните станции се запазва за новия ценови период в рамките на 0,57% от общата отпусната топлинна енергия или 648 MWh. Отчетените за 2023 г. технологични разходи при преноса на топлинна енергия са 45 834.15 MWh или 40,66% от общата отпусната топлинна енергия. За същата 2023 г. теплоотдаване от топлопроводите и прилежащите им компоненти, които съставляват топлопреносната мрежа, е в размер на 34 233.53 MWh или 30,36% от общата отпусната топлинна енергия. Загубите от изтичане на топлоносител с гореща вода за

2023 г. са 9,72% или 10 962.015 MWh, а топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции е 0,58% или 648,603 MWh. За ценовия период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия са 45 334 или 40,33% от общата отпусната топлинна енергия.

**„ТОПЛОФИКАЦИЯ-ВРАЦА“ ЕАД е представило следната обосновка:**

#### **I. Условно постоянните разходи**

Прогнозата на условно постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2023 г. Промените в прогнозата на условно постоянните разходи за новия ценови период, спрямо предходната година, са във връзка с променени цени на услуги, резервни части и ремонти, заложен планови и текущи ремонти по ремонтната програма.

1. **Разходите за амортизации** са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. За следващия регулаторен период дружеството очаква общият размер на разходите за амортизации да покажат минимално увеличение в следствие на новопридобити дълготрайни активи през 2023 г.

2. **Разходите за ремонт** са прогнозиран на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Програмата за ремонти е съизмерима с отчета за предходната година, минималното нарастване се дължи на следните фактори: предстоящи в рамката на ценовия период ремонти на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ТЕЦ Градска на когенератор 1. Ремонтите ще гарантират безаварийна работа през ценовия период и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Основната част от ремонтите ще се извършват със собствени сили. За дейностите по доставка на необходимите резервни части са сключени договори по реда на Закона за обществените поръчки (ЗОП) за доставка на резервни части и тежат срокове за представяне на ценовите предложения; обслужване на инсталацията за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ОЦ „Младост“, съгласно предписанията на завода производител. Видовете работи на необходимия брой работни часове се изпълняват на база сключено рамково споразумение с „Филтър“ АД; подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност.

Дружеството заявява, че ежегодно изпълнява дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия.

През 2023 г. отчетените технологични разходи по преноса са 40,66% и с изпълнение на предвидените дейности в ремонтната програма дружеството предвижда достигане на 39,25%.

3. **Разходите за персонал и съответните плащания за осигуровки** са прогнозиран на база достигнати разходи през 2023 г. и заложено увеличение във връзка с промяната на минималната работна заплата за страната и свързаното с това увеличение на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Предвидено е и увеличение на средствата за работни заплати с цел попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал поради завишено текучество и затруднения при намиране на персонал с необходимата квалификация.

4. Увеличението на разходите за осигурителни вноски е във връзка с увеличените разходи за заплати и възнаграждения.

Увеличението на социалните разходи, заложено в прогнозата за 2024 г., е на база отчета за 2023 г. Минималното увеличение заложено за 2024 г. е във връзка с увеличението на персонала.

5. **Разходите, пряко свързани с регулираните дейности** за новия ценови период са прогнозиран на база достигнатите разходи по отчет за 2023 г. и съответните корекции във

връзка с увеличените цени на горивата, енергията, материалите, резервните части и услугите. Най-голямо увеличение има в три позиции на разходите – абонаментно поддържане, безплатна храна съгласно нормативен акт и проверка на уреди, в това число:

- Разходи за абонаментно поддържане – увеличение на прогнозните разходи спрямо отчета за 2023 г. с 28 хил. лв., във връзка увеличени разходи по договори свързани с дейности по отстраняване на аварии по преносната мрежа и възстановяване общинска инфраструктура. Поради настъпилото увеличение 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 2023 г., във връзка с увеличение на персонала, въвеждането в експлоатация на новата генерираща мощност, работеща с биомаса в ОЦ „Младост“.

- Разходи за проверка на уреди – увеличението спрямо предходната година е в размер на 22 хил. лв., като основната причина е предстоящата задължителна проверка на уредите за търговско измерване, газ разходомери и монтирането на нови такива.

Другите разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, бележат минимални увеличения спрямо отчета за 2023 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 89 хил. лв. и спрямо предходната година имат увеличение с 20 хил. лв. Увеличението се дължи основно на увеличените цени на горивата и материалите.

- Разходите за застраховки са на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2023 г. е увеличение с 3 хил. лв., поради по-висока застрахователна стойност на имуществото в следствие на новопридобитите и въведени в експлоатация през 2023 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 83 хил. лв. Основната причина са увеличените цени на доставчиците на услуги спрямо предходната година.

- Разходите за наеми през 2024 г. бележат увеличение спрямо 2023 г. с 11 хил. лв. Причината са сключените договори за наем на складови помещения за складиране на доставена биомаса, тъй като дружеството не разполага с такива.

- Съдебните разходи имат минимално увеличение спрямо 2023 г. и са в размер на 60 хил. лв.

- Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей, Изипей, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси от абонатите и ползва услугите на други фирми. Във връзка със сключените договори за инкасиране през 2024 г. е увеличена сумата за услугата спрямо предходната година с 10 хил. лв.

## **II. Променливите разходи**

**1. Разходите за гориво** за прогнозния период 2024 г. – 2025 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 73,96 лв./MWh, при коефициент на преобразуване 10,80 kWh/m<sup>3</sup> или – 798,178 лв./1000 nm<sup>3</sup> без ДДС.

**2. 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, аварияте и загубите от изтичане. 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 71 хил. лв. Основната причина са увеличените цени, както и увеличени експлоатационни разходи, свързани с обслужването и поддръжката на въведения от началото на 2024 г. водогреен котел работещ на биомаса в ОЦ „Младост“.

**3. В разходи за външни услуги** са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2023 г. е заложено увеличение в размер на 88 хил. лв.

**III. Регулаторна база на активите** – стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2023 г. Размерът на финансиранята за дълготрайни активи са съгласно изготвения баланс към 31.12.2023 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в съответствие с Раздел II –Регулаторна база на активите на Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2023 г. Поради отрицателната му стойност в ценовия модел, размерът на оборотния капитал е определен като 1/8 от признатите годишни разходи за дейността.

**IV. 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 01.07.2024 г., са формирани следните цени:

Цена топлинната енергия – 146,90 лв./MWh без ДДС

Цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 452,79 лв./MWh без ДДС.

Дружеството посочва, че ниският относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия. Вземайки предвид действащата цена на топлинната енергия към настоящия момент и предвид финансово икономическите условия в гр. Враца, равнището на заетост и размера на безработицата, се предлага да бъде запазено равнището на действащата цена на топлинната енергия и през новия ценови период.

Дружеството отчита приходи от възстановени съдебни разходи в размер на 59 564,46 лв., в това число от битови абонати – 58 877,46 лв. и 687,00 лв. от стопански абонати. На база аналитичната информация за плащанията по присъдените вземания в полза на дружеството, в това число на признати от съда и възстановени съдебни разходи, събраните суми за присъдени юрисконсултски възнаграждения са общо 7 757,12 лв., в това число от битови абонати – 7 654,07 лв.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.**

**Образуване на цените:**

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

1.1. Не се призовават като неприсъщи за лицензионната дейност разходите за външни услуги, в размер на 675.05 хил. лв., включващи:

- разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, съгласно т. 1.4. от общия подход;

- разходи за достъп до електропреносната мрежа, съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ.

1.2. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 31 641,22 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 31 641,22 t = 4 332 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 19 232,25 km<sup>3</sup> и 8 832,00 t биомаса, съгласно заявените от дружеството.

1.3. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 67,321 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „Технико-икономически показатели в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са намалени от 39,25% на 25%, в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,80 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,04 + 5,35 = 6,39 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 72,19 лв./MWh.**

5. Норма на възвръщаемост на капитала:

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

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

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

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC)$ , където:

където:

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

*D<sub>СК</sub>* – дялът на собствения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>СК</sub>* – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

*DC* – корпоративният данък по ЗКПО, %;

*D<sub>ПК</sub>* – дялът на привлечения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>ПК</sub>* – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$НВ_{ск} = НВб + \beta L * (НВп - НВб),$$

където:

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;

НВп – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премиата е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>19</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия

<sup>19</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>



корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	29%
3	Дял на собствения капитал	71%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,64%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,64%.

[TLP-GREEN]

Ниво 1

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

2023/2024															
Отчетни данни															
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	14 350	14 293	13 478	14 640	16 269	22 493	24 485	18 301	21 555	14 733	12 881	12 900	200 379	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	67,53	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	468,23	479,39	402,45	480,19	180,43	128,44	382,21	405,01	767,80	506,39	465,27	480,00	5 146	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	67,53	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	67,53	
<b>2. Корекция по въглеродни емисии</b>															
Количество, Qe	тона	30 216													
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00													
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95													
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	1 007,61													
												$Ht=Qg*(Ц_{пг}-ЦI)t+Qe*(Ц_{пe}-ЦII)t\pm Pt-1$		=	6 572,05

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
Разходи за външни услуги, хил. лв.	675.05	0	-100%
Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> )	5 284	4 332	-18%
<b>Справка № 2 – „РБА“</b>			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	12 267	12 422	1,26%
<b>3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:</b>			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	39,25	25	-14,25%
3.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	69 491	86 485	+24.45%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Враца“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>322.94</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>145.24</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>100,25</b>

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 33 112 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 32 294 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 071 хил. лв. и променливи – 23 222 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 12 330 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,64%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 335 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 86 485 MWh.

#### 7. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВТ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-05-3 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 331,83 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 551,90 лв./MWh без ДДС.

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.,	Изменение, %

	г., без ДДС, лв./MWh		без ДДС, лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	672,72	619,90	551,90	-10,97
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	131,82	131,82	331,83	+151,73

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 781,58 лв./kNm<sup>3</sup>;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 330,00 лв./t.

С писмо с изх. № Е-14-05-3 от 03.04.2024 г. от дружеството е изискано да представи разходо-оправдателни документи за закупените количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период. С писмо с вх. № Е-14-05-3 от 22.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата допълнителна информация.

**„Топлофикация - ВТ“ АД е представило следната обосновка:**

**Разходи за амортизации** – отчетените разходи за амортизации на ДА за 2023 г. са 141 хил. лв., в т.ч. 89 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 52 хил. лв. за пренос на топлинна енергия. Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период са 168 хил. лв., завишени с 27 хил. лв. 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., съгласно т. 31.1., б. „б“ от Указания-НВ.

**Разходи за ремонт** – планирани са **1 125 хил. лв.**, в т. ч. за ремонт в производството на електрическа енергия 750 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия 280 хил. лв. и за ремонт в преноса на топлинна енергия са 95 хил. лв.

**Разходи отнесени към ИКПТЕЕ** – условно постоянните разходи, отнесени към производството електрическата енергия 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. Техническото обслужване за периода предвижда задължително техническо обслужване на ИКПТЕЕ модул Wartsila 16V25SG, като извършването на съответните технически мероприятия съгласно инструкцията на производителя е задължително, чрез което се гарантира безаварийна работа на инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. За изпълнението на техническо 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 АВВ 6/20 kV, техническо обслужване на турбокомпресори АВВ VTR-254-11 и др. включително и разходи за обслужване на спомагателно оборудване. Предвидените разходи по тази точка възлизат на **1 030 хил. лв.** Към 28.03.2024 г. в изпълнение на подготовката за извършване на ремонтната програма, дружеството вече е извършило плащания по предоставени фактури, към извършени дейности по дефектовка и закупуване на резервни части от Wartsila A.B. в размер на **144 641 лв.**, за което са приложени съответните платежни документи.

**Разходи, отнесени към топлинната енергия от ВК И ППК** – разходите, отнесени към производството на топлинна енергия, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за производство на топлинна енергия, гарантирайки безаварийната работа на съоръженията през отоплителния сезон 2024/2025 г. Общо предвидените разходи са в размер на **160 хил. лв.**, 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 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 почистване на димните газове. Ревизия и ремонт на димен вентилатор. Планираните разходи по тази точка са **50 хил. лв.** Техническо обслужване на водогреен котел ВК Bertsch. Съгласно ремонтната програма се предвижда основен ремонт и подмяна на димогарните тръби на котела, техническо обслужване на системата за автоматично управление и защита на котела. Предвижда се също така и техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба, съгласно техническата инструкция на производителя RAY Öl- & Gasbrenner GmbH. Планираните разходи по тази точка са **110 хил. лв.**

**Разходи, отнесени към преноса на топлинна енергия** - ремонтната програма на дружеството планира да се извършат ремонти по компрометиран участък от топлопреносната мрежа по I-ва и II-ра магистрала. Предвижда се извършването на ремонт на спирателна и регулираща арматура. При разпределянето на топлинната енергия са предвидени ремонти в абонатни станции. Планираните разходи по тази точка са **95 хил. лв.** Дружеството счита, че следва да се вземе под внимание фактът, че вече е извършено плащане по доставката на резервни части в размер на **144 641 лв.**, съответно на 06.02.2024 г., 29.02.2024 г. и 20.03.2024 г. Приложени са разходно-оправдателни документи от производител Wartsila Hungary Kft. С предвидените разходи за ремонт се гарантира политиката на дружеството за поддържане на качеството на предоставяната от „Топлофикация - ВТ“ АД услуга. При намаляване или премахване на планираните средства за ремонтните дейности описани по-горе, се ограничава извършването на задължителни ремонти, което би довело до появата на силни затруднения на дружеството да изпълнява коректно лицензионните си задължения. Това води до силно влошаване на качеството и сигурността на предоставяната услуга, а именно доставка на топлинна енергия на гр. Велико Търново.

**Разходите за заплати и възнаграждения** за новия ценови период са прогнозирани в размер на **1 704 хил. лв.**, с 249 хил. лв. повече спрямо отчетените за 2023 г. в размер на 1 455 хил. лв. Дружеството посочва, че завишаването се дължи на новоназначения и попълване на липсващи щатни позиции, към 01.03.2024 г. Към 31.12.2023 г. работещите по трудово правоотношение в дружеството са 46 човека, към 01.03.2024 г. са 58 човека. Планирано е разкриване на допълнителни нови щатни работни места за обезпечаване на производствената дейност за осигуряване на непрекъснатият производствен процес. Във връзка с инвестиционните намерения за въвеждане в експлоатация на нова ИКПТЕЕ, дружеството предвижда откриване на нови работни места за 6 /шест/ висококвалифицирани работници – електроинженери, топлоинженери и механици. От 01.01.2024 г. с промените в размера на минималната работна заплата за страна са увеличени работните заплати на всички заети. По рекапитулацията начислените работни заплати за месец декември 2023 г. са на стойност 105 хил. лв., в т.ч. постоянни начисления: щатна заплата 94 хил. лв., доплащане за прослужени години 5 хил. лв., ползван платен годишен отпуск 6 хил. лв. Останалите доплащания в размер на 61 хил. лв. са: доплащания за работа в празнични и почивни дни, за извънреден и нощен труд, болнични за сметка на работодателя общо 41 хил. лв. и обезщетение при пенсиониране и неизползван отпуск общо 19 хил. лв. (Приложение №1 – платежна ведомост месец 12.2023 г.). Считано от 01.01.2024 г. минималната работна заплата за страната е увеличена на 933 лв. с Постановление на Министерския съвет № 193 от 12.10.2023 г., обн. в

ДВ, бр. 87 от 2023 г., увеличението е в размер на 153 лв. спрямо предходната година, което прави увеличение с 19,62%. Съобразено с гореописаната промяна и обвързано с обявената от НСИ инфлация за страната е извършено актуализиране на заплатите в „Топлофикация - ВТ“ АД от месец януари 2024 г. По рекапитулация начислените работни заплати за месец януари 2024 г. са на стойност 111 хил. лв., в т.ч. постоянни начисления: щатна заплата 101 хил. лв., доплащане за прослужени години 6 хил. лв., ползван платен годишен отпуск 4 хил. лв. Останалите доплащания в размер на 34 хил. лв. са: доплащания за работа в празнични и почивни дни, за извънреден и нощен труд, болнични за сметка на работодателя общо 24 хил. лв. и обезщетение при пенсиониране и неизползван отпуск общо 10 хил. лв. (Приложение № 2 – платежна ведомост месец 01.2024 г.).

Анализът на разходите за работна заплата показват увеличение на щатната заплата и доплащането за прослужено време в размер на 6 хил. лв., от 105 хил. лв. за м. декември 2023 г. на 111 хил. лв. за м. януари 2024 г. Увеличението е базирано на съвкупност от фактори – ръст на минималната работна заплата; значителна разлика на средната работна заплата в сектора по данни на НСИ за 2023 г.; инфлационните промени в държавата и не на последно място трудния подбор на висококвалифицирани кадри в бранша, което изключително затруднява експлоатацията и работата на дружеството.

По данни от НСИ средната работна заплата в отрасъла расте динамично, като осреднено на база годишни данни за 2023 г. е 3 060 лв. В „Топлофикация - ВТ“ АД средната месечна работна заплата, осреднена на годишна база за 2023 г., е 2 143 лв. Това показва, че има чувствително изоставане на работните заплати в дружеството спрямо реалните данни за средната работна заплата за 2023 г. в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“, което изисква корелативен подход, а именно тенденция на актуализирането им. Съпоставено с данните на НСИ разликата е драстична, в полза на ниско заплатения труд в дружеството. Средносписъчният брой на персонала към 31.12.2023 г. е 54 работници и служители.

**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. 2024 г. до 30.06.2025 г.

**Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, са прогнозирани в размер на **1 112 хил. лв.** и включват:

**Горива за транспорт** – планирани са в размер на **34 хил. лв.**, което е завишение с 8 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2023 г. 26 хил. лв., поради използване на вътрешен транспорт за разпределяне, сортиране и зареждане с биогориво на Биокотел ПТ-10 и завишение в разхода за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на ТЕ“.

**Материалите за текущо поддържане** са планирани в размер на **130 хил. лв.**, които включват подмяна на резервни части на производственото оборудване и консумативи за ИКПТЕЕ и др. В дейността „Пренос на ТЕ“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с аварии по преносната мрежа.

Разходите за **въоръжена и противопожарна охрана** са прогнозирани в размер на **71 хил. лв.**, като те са увеличени в сравнение с 2023 г., поради промени в договора за денонощна физическа охрана, във връзка с новия размер на минималната работна заплата за страната.

**Разходи за наем** са планирани в размер на **128 хил. лв.**, като 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 да зарежда с биогориво в Котел ПТ-10 и като вътрешнозаводски транспорт.

**Други разходи**, в т. ч. се предвиждат разходи за извършване на предпроектни проучвания с цел модернизация на производствения процес и модернизация на процеса по пренос и разпределение на топлинната енергия. Общият размер на разходите е **46 хил. лв.**

**Безплатна храна съгласно нормативен акт** – безплатна храна за работниците по

Наредба № 11. Предоставят се ваучери за храна на база отработени дни за месеца.

**Разходи за екология** са планирани в размер на 32 хил. лв. и включват верификация на годишни доклади емисии парникови газове, във връзка с участие в Европейска схема на търговия с квоти на емисии парникови газове и такса за депониране на отпадъци от Биокотел ПТ-10. Таксите за депониране на отпадъци са завишени, съгласно действащата нормативна уредба.

**Разходи за вода** – отчетените разходи общо за техническа вода за 2023 г. са 621 хил. лв. За новия ценови период са завишени на 730 хил. лв., във връзка с новите утвърдени цени за доставка на вода и за технологични нужди – очистване на димни газове от прах чрез воден скруббер за котел ПТ-10. За технологични нужди, дружеството заявява, че използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация Йовковци“ ООД, като 70% от потреблението се заплаща по тарифата с канал и пречистване. Цената от 01.01.2024 г. е 2,502 лв./m<sup>3</sup> за вода и 3,92 лв./m<sup>3</sup> с канал и пречистване.

**Разходите за акциз** – планирани са в размер на **179 хил. лв.** при отчетени за 2023 г. в размер на 158 хил. лв. Дружеството отбелязва, че не притежава лицензия за производство на електрическа енергия, съгласно ЗЕ, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MW.

Представена е справка за среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал с описани наименования на заемодателя и вида на кредита, остатък към 31.12.2023 г. и годишния лихвен процент. Дружеството е изчислило **средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на **7,03%**.

**Регулаторна база на активите на дружеството** – признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2023 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.

**Разпределението на дълготрайните активи** между комбинираното и разделно производство е извършено в зависимост от процентния дял 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.**

#### **Образуване на цените:**

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

1.1. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 14 682 t (заявени от дружеството) – 767 t (безплатни емисии) = 13 915 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

1.2. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 3,188 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>:** 136,91 лв./t X 13 915 t = 1 905 хил. лв. (по заявление от дружеството 2 010 хил. лв).

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 7 735 km<sup>3</sup> и 4 080 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 14 191 MWh (43,22%) на 4 698 MWh (11,51%) или с 9 493 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“ 2024 г. - 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,20 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,01 + 4,12 = 5,13 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 71,13 лв./MWh.**



[TLP-GREEN]

Ниво 1

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

2023/2024																
Отчетни данни																
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:			
Количество, Qg	MWh	5 503	2 511	2 747	5 510	6 006	8 008	9 585	8 211	8 222	6 984	5 639	3 190	72 117		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14		
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	67,90		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	190,17	89,08	87,33	191,37	78,20	61,18	168,12	197,55	308,74	253,54	214,58	124,85	1 965		
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	67,90		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	67,90		
<b>2. Корекция по въглеродни емисии</b>																
Количество, Qe	тона	12 634														
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00														
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95														
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	421,30														
												разходи по прогноза	разходи по отчет	Рt-1, хил. лв.		
												-1 070,51	-887,68	182,84		
												$H_t = Q_g * (C_{pr} - C_l)t + Q_e * (C_{pe} - C_l)t \pm P_t - 1$			=	2 568,85

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
Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), хил. лв.	2 010	1 905	-0,5%
<b>Справка № 5 – „ТИП в преноса“</b>			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	43,22	11,51	-31.71%
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	18 640	36 127	93,81%

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	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	493,17
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	315,47
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	128,61

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 16 240 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 16 019 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 397 хил. лв. и променливи – 11 622 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 151 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,03%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 300 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 36 127 MWh.

#### 8. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-РАЗГРАД“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 280,26 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 161,93 лв./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, утвърдени с Решение №	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до	Предложени цени по ценови модел за периода от	Изменение, %
------------	------------------------------------------	----------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------	--------------

	Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	30.06.2024 г., лв./MWh	01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3
Преференциална цена на електрическата енергия	497,05	425,13	280,26	-34,07
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	145,54	145,54	161,93	+11,26

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 295,00 лв./кнм<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-16-2 от 09.04.2024 г. от дружеството е изисквана информация и документи, както следва: данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1.

С писмо с вх. № Е-14-16-2 от 10.04.2024 г. дружеството е предоставило доклад за договорени процедури от отговорния одитор, относно годишния финансов отчет за 2023 г.; с писмо с вх. № Е-14-16-2 от 19.04.2024 г. са предоставени данни относно технологичните разходи при преноса на топлинна енергия; с писмо с вх. № Е-14-16-2 от 23.04.2024 г. е предоставена допълнителна информация относно недовзет приход от електрическа енергия за регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

## „Топлофикация-Разград“ АД е представило следната обосновка:

### I. Условно-постоянни разходи

**1. Разходи за амортизации** – в размер на 410 хил. лв. Активите на дружеството 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. За новия регулаторен период дружеството посочва, че планираните разходи за амортизация са в размер на 525 хил. лв., увеличение в размер на 115 хил. лв., отнесено към електрическата и топлинната енергия. Въпросното увеличение се дължи на настъпилата в края на м. септември 2023 г. авария на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) и наложило се закупуване на нов двигател в размер на 1 277 хил. лв.

Дружеството посочва, че в ценовия модел стойността на дълготрайните материални активи, заложен в регулаторната база на активите е равна на отчетената стойност към 31.12.2023 г.

**2. Разходи за ремонт** – в размер на 40 хил. лв. Отчетените през 2023 г. разходи за ремонт са разпределени, както следва:

- Отнесени към електрическата енергия – 7 хил. лв.;
- Отнесени към топлинната енергия – 16 хил. лв.;
- Отнесени към преноса – 17 хил. лв.

Дружеството посочва, че отчетените разходи за ремонт в размер на 40 хил. лв. не са обективен критерий за състоянието на „Топлофикация-Разград“ АД.

Според „Топлофикация-Разград“ АД поради непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди, водещо до намаляване на утвърдените цени на топлинна и електрическа енергия, дружеството не е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни и инвестиционни дейности. В тази връзка се отчита тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения на дружеството – Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/, топлопреносна мрежа и др., което респективно води до увеличение на разходите за ремонт.

Отчетените разходи в производството са свързани с аварийни ремонти на ИКПТЕЕ и водогрейни котли (ВК).

Дружеството отбелязва, че в отчетените през 2023 г. разходи за ремонт отсъства разхода за ремонт на ИКПТЕЕ през м. септември. Настъпилата тогава авария е наложила закупуване на нов двигател в размер на 1 277 хил. лв., което генерира пропуснати ползи от произведена електрическа енергия за периода 29.09.2023 г. – 25.11.2023 г. в размер на приблизително 483 хил. лв. Дружеството заявява, че закупуването на нов двигател допълнително е наложило изтеглянето на нов кредит в размер на 1 100 хил. лв. със срок на погасяване от 10 г.

Дружеството посочва, че следва да се отчете и повишената аварийност на участъци от топлопреносната мрежа, като заявява, че голяма част от топлопреносната мрежа е напълно компрометирана. Поради липса на средства за подмяна, с цел спазване на лицензионните си задължения, дружеството предприема редица мерки за предотвратяване пълното преустановяване на топлоснабдяването през отоплителен сезон.

„Топлофикация-Разград“ АД заявява, че отчетените 17 хил. лв. разходи за ремонт в преноса са свързани основно с извършване на ремонтни дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа – трасиране с цел локализиране на мястото на пробива, транспортни услуги, пряко свързани с разкопаване и възстановяване на настилката след отстраняване на аварията, подмяна на тръби, подлежащи на поправка и др.

Според дружеството предвид отчетените разходи за инвестиции през последните години, същото няма финансов ресурс за подмяна на компроментирани участъци от топлопреносната мрежа, вследствие на което зачестява необходимостта от извършване на аварийни ремонти с цел отстраняване на възникнали пробиви.

Планираната сума за разходи за ремонт за предстоящия регулаторен период е на стойност 59 хил. лв., както следва:

- Отнесени към електрическата енергия – 16 хил. лв.;
- Отнесени към топлинната енергия – 23 хил. лв.;
- Отнесени към преноса – 20 хил. лв.

Планираните увеличения са свързани с утвърдените Ремонтни програми за регулаторния период, които дружеството предоставя като Приложение № 1 към обосновката. Планираните ремонти дейности по обекти включват:

- Котелен цех.

В експлоатация са 2 броя пламъчно-тръбни котли, чиято профилактика през неоптоплителния сезон включва ремонтни дейности на стойност 7 хил. лв.

- Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/.

През неоптоплителния период е предвиден ремонт на периферия и поддържащи съоръжения на инсталацията на стойност 24 хил. лв., като тук не са включени регулярни технически обслужвания съгласно програмата на производителя.

- Цех Химическо водоочистване /ХВО/.

Подмяна на елементи и консумативи на стойност 1 хил. лв. Поради липса на финансов ресурс не се предвиждат инвестиции в съоръженията от цеха.

- Топлопреносна мрежа и абонатни станции.

Предвидени са 20 хил. лв. за минимално необходим ремонт на аварирани през

отоплителния сезон участъци.

- Сграден фонд.

Предвиден е ограничен ремонт на наличния сграден фонд в размер на 2 хил. лв.

- Електрически съоръжения.

Частичен ремонт на съоръженията в разпределителната уредба (РУ) 20 kV в размер на приблизително 5 хил. лв.

**3. Разходи за заплати и възнаграждения** – в размер на 771 хил. лв.

Дружеството посочва, че през последните години осъществява лицензионната си дейност с относително постоянен брой заети лица, като въпреки няколкократно увеличение на размера на минималната работна заплата, увеличението на възнагражденията е незначително. Средната работна заплата в дружеството изостава, както спрямо средната заплата в сектор „Енергетика”, така и спрямо средната заплата в областта, съгласно данни на НСИ.

Дружеството заявява, 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. Налице е намаляване на средносписъчния брой на персонала. В дружеството 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 19,61%. Процентът на увеличение е процентът, с който е увеличена минималната работна заплата от януари 2024 г. Дружеството обръща внимание, че това увеличение не е достатъчно за достигане на полагаемите се работни заплати в сектор „Енергетика“.

**4. Начислени осигуровки**, свързани с т. 3, по действащото законодателство – в размер на 134 хил. лв., включват осигурителни вноски, начислявани върху работните заплати на персонала, пряко зает в регулираната дейност на дружеството. В тази връзка за новия регулаторен период е предвидено увеличение на осигуровките с общ размер от 160 хил. лв. Увеличението е съобразено с предвидения ръст на работните заплати.

**5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – в размер на 557 хил. лв.

- Горива за автотранспорт в размер на 1 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Работно облекло в размер на 3 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Канцеларски материали в размер на 2 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Материали за текущо поддържане в размер на 41 хил. лв.

Дружеството посочва, че основен дял от отчетените материали за текущо поддържане съставляват закупените материали за два броя технически обслужвания на ИКПТЕЕ в размер на 32 хил. лв. Планирано е увеличение на материалите на текущо поддържане с 40 хил. лв. Увеличението е свързано с предстоящи нови 2 броя технически обслужвания на ИКПТЕЕ при отработени съответно 4 000 работни часа и 6 000 работни часа на закупения нов двигател. Очакваната стойност на обслужванията е в размер на 99 хил. лв. За целите на планирането от отчетените 41 хил. лв. са приспаднати закупените материали за технически обслужвания в размер на 32 хил. лв. и са прибавени очакваните стойности на предстоящите два технически обслужвания в размер на 99 хил. лв.

- Застраховки – включват застраховки на имущество и персонал в размер на 126 хил. лв.

Дружеството обръща внимание, че поради липсата на средства за извършване на планови ремонтни дейности, е налице висока аварийност както на производствените съоръжения, така и на топлопреносната мрежа. В тази връзка е налице все по-голям брой

претенции, отправяни към застраховател с цел покриване на разходи, касаещи претенция „Авария на машини“ и обезпечаване на пропуснати ползи. Тази зачестила аварийност и увеличаващият се брой претенции към застраховател поставя дружеството в положение да не може да намери застрахователна компания, с която да сключи договор при сходни към настоящия момент условия. Възможността за сключване на такъв тип застраховка, която е част от лицензионните задължения на дружеството, е обвързана с драстично увеличение на годишната премия за застраховка. По време на аварийния престой на ИКПТЕЕ за периода 29.09 - 25.11.2023 г. дружеството има претенция към застраховател по клауза „Авария на машини“ в размер на 1 141 хил. лв. и претенция за покриване на пропуснати ползи в размер на 483 хил. лв. В тази връзка за новия регулаторен период очакванията са двойно увеличение на застраховка „Имущество“ от 120 хил. лв. на 240 хил. лв. Към настоящия момент от 21.02.2024 г., отново поради настъпила авария, единствената електрогенерираща мощност на дружеството не е в експлоатация, като очакванията са аварията да продължи до средата на м. юни.

- Данъци и такси в размер на 19 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Пощенски разходи, телефони и абонаменти в размер на 7 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Абонаментно поддържане в размер на 107 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Въоръжена и противопожарна охрана в размер на 23 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Наеми – в размер на 4 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Проверка на уреди – в размер на 11 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Съдебни разходи – не са отчетени, съответно не са планирани.
- Експертни и одиторски разходи в размер на 6 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Вода, отопление и осветление в размер на 6 хил. лв., като е планирано увеличение с 2 хил. лв.
- Безплатна предпазна храна в размер на 1 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Охрана на труда в размер на 1 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Служебни карти и пътувания – не са отчетени, съответно не са планирани.
- Командировки в размер на 2 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Услуги граждански договори – не са отчетени и не са планирани.
- Разходи за публикации в размер на 5 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Изпитания на съоръженията - не са планирани.
- Разходи за лицензионни такси в размер на 25 хил. лв. За новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Такса събрано инкасо в размер на 4 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Транспортни услуги – обезпечават лицензионната дейност на дружеството в размер на 60 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Обучение на персонала в размер на 5 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Счетоводно обслужване в размер на 13 хил. лв., като за новия регулаторен период

са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Управление на човешките ресурси в размер на 39 хил. лв., същите включват разходи за организиране на подбор и набиране на персонал, оценка на потенциала, изготвяне на индивидуални планове за развитие, провеждане на обучения за повишаване квалификацията на служителите, изготвяне на трудови договори, допълнителни споразумения и съответните длъжностни характеристики, изготвяне на справки, декларации и други документи за подаване пред НСИ, Инспекция по труда, РИОКОЗ, провеждане на тръжни процедури свързани със здравно осигуряване, животозастраховане и други, управление условията на труд – осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, медицинско обслужване, ежегодни профилактични прегледи. За новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Правни услуги отчетени в размер на 10 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Тръжни процедури в размер на 26 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Други разходи в размер на 10 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

Дружеството посочва, че отчетените през 2023 г. разходи са нанесени в графа „други разходи“, поради липса на по-подробна аналитичност в ценовия модел. Същите са присъщи за дейността, като включват разходи за стопански инвентар – в размер на 1 хил. лв., разходи за закупуване на други материали – в размер на 1 хил. лв., разходи за рекламни материали – в размер на 1 хил. лв., разходи за услуги, свързани с екологията – в размер на 1 хил. лв., физико-химичен анализ – в размер на 3 хил.лв. и други външни услуги – в размер на 3 хил. лв.

#### **6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност в размер на 636 хил. лв.**

Дружеството посочва, че съгласно Указания-НВ, НРЦЕЕ, НРЦТЕ, отчетените през 2023 г. непризнати за целите на ценообразуването разходи са в размер на 636 хил. лв., както следва:

- Вноски във ФСЕС по чл. 36е от ЗЕ в размер на 289 хил. лв.;
- Неустойки по договори /за забава/ в размер на 134 хил. лв.;
- Такси дялово разпределение в размер на 92 хил. лв.;
- Неустойки – недостиг /небаланс ел. енергия/ в размер на 42 хил. лв.;
- Достъп производители в размер на 30 хил. лв.;
- Разходи за лични нужди в размер на 22 хил. лв.;
- Разходи за участие в стандартна балансираща група в размер на 5 хил. лв.;
- Други в размер на 22 хил. лв.

Общо разходи в размер на 636 хил. лв.

### **II. Променливи разходи**

#### **1. Разходи за материали в размер на 4 792 хил. лв., в т.ч.:**

Разходи за природен газ в размер на 4 606 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 в размер на 3 232 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 в размер на 1 374 хил. лв.

Цената на природния газ, заложена в ценовия модел, е в размер на 793,10 лв./kNm<sup>3</sup>.

Дружеството посочва, че същата е формирана в Приложение № 2 към ценовия модел. Цената се състои от разпределение на природен газ в размер на 9,76 лв./MWh, снабдяване – 0,60 лв./MWh, доставка на природен газ – 57,59 лв./MWh (съгласно Решение № Ц-4 от 01.03.2024 г. на КЕВР за утвърждаване на цена на природен газ за м. март на обществения доставчик), пренос – 1,02 и достъп – 4,13 (прогнозни цени за първо

тримесечие на 2024 г.).

Дружеството обръща внимание, че при постановяване на решението за ценови период 01.07.2024 - 30.06.2025 г. очаква да се вземе предвид, че окончателните разходи ще следва да се определят съобразно нормите на чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а НРЦЕЕ, съгласно които при утвърждаване на цените на топлинната енергия и на преференциалната цена на електрическата 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 посочена в наредбите формула. Така изменената нормативна уредба гарантира в последващ период изплащане на всички разходи за основното гориво - природен газ, направени от дружеството.

Според дружеството в утвърдената с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. на КЕВР цена на природния газ за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 123,54 лв./MWh липсва цена за „Достъп и пренос по мрежата на ГРД“. В предходните две решения на Комисията за предходни регулаторни периоди на дружеството е утвърждавана такава цена, като за последния регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цена за „пренос и достъп по мрежата на ГРД“ е включена от КЕВР в определената индивидуална прогнозна цена на природния газ на дружеството. Следователно същата не трябва да бъде подлагана на изравняване спрямо цената, по която дружеството е закупувало природен газ и съответно не трябва да участва във формирането на надвзетия/недовзет приход за предстоящия регулаторен период.

- Разходи за вода в размер на 2 хил. лв., като е планирано увеличение, дължащо се на увеличение на цените на водата в размер на 4 хил. лв.

- Разходи за закупена ел. енергия в размер на 119 хил. лв., от които 37 хил. лв. за производство и 82 хил. лв. за пренос.

Дружеството посочва, че при аварийно спиране на ко-генерацията и излизане извън график на дружеството се налага закупуване на външна електрическа енергия. За експлоатация на съоръженията в абонатните станции се използва закупена електрическа енергия по договор с „Енерго-ПРО Енергийни услуги“ ЕАД. За новия регулаторен период е планирано увеличение на разходите за купена електрическа енергия в размер на 12 хил. лв., което се дължи на очакваните по-високи нива на цената на купената електроенергия.

- Консумативи (химикали, реагенти) – отчетени са 47 хил. лв. Тук са включени разходи за химикали, реагенти за обработка на циркулиращата вода по топлопреносната мрежа и централата. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата, с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по участъците от топлопреносната мрежа и същевременно намаляване на пробивите, аварияте и загубите от изтичане. За новия регулаторен период е предвидено увеличение на разходите с 4 хил. лв.

Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ в размер на 98 хил. лв.

Дружеството не следва да притежава комплексно разрешително по Закона за опазване на околната среда.

През 2023 г. са отчетени инвестиции в размер на 1 539 хил. лв., както следва:

- Закупуване на нов двигател на ИКПТЕЕ в размер на 1 277 хил. лв.;
- Подмяна на участък от топлопреносната мрежа в размер на 100 хил. лв.;
- Инвестиция в сграда в размер на 29 хил. лв.;
- Ротационен разходомер в размер на 2 хил. лв.;
- Честотен регулатор в размер на 1 хил. лв.;
- Софтуер за събиране на вземания в размер на 127 хил. лв.;
- Разработка на Уеб сайт в размер на 3 хил. лв.;

За новия регулаторен период дружеството планира инвестиции в размер на 348 хил. лв., разпределени на 218 хил. лв. в производството и 130 хил. лв. в преноса, планирани на



база инвестиционната програма на дружеството – Приложение № 2.

Дружеството пояснява, че инвестиционните намерения в котелен цех предвиждат инвестиция от 100 хил. лв. за изграждане на каскада с 6 броя водогрейни котли с обща мощност 1,6 MW, както и 8 хил. лв. за изцяло нова система за газсигнализация. При осигуряване на средства дружеството предвижда рехабилитиране и обновяване на съществуващата топлопреносна и топлоразпределителна мрежа, като необходимите инвестиции са определени в размер на 110 хил. лв. В абонатните станции се предвиждат инвестиции в размер на 20 хил. лв. и то при крайна необходимост от подмяна на помпи, топлообменници или други съоръжения.

Поради необходимост е предвидена инвестиция за хидроизолация на част от работните помещения на стойност приблизително от 10 хил. лв.

Предвидени са средства за закупуване на нов силов трансформатор, както и препроектиране и допълване на релейна и защитна апаратура на обща стойност 100 хил. лв.

### **III. Производствена програма**

Заложената в ценовия модел производствена програма за новия регулаторен период е приблизително еднаква с планираната производствена програма по време на миналогодишния преглед на цените. Налице са различия между отчетените през 2023 г. производствени параметри, отчетените за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. такива, и заложените в плана за новия регулаторен период, дължащи се на два основни фактора. Първият фактор са климатичните условия за периода. През месеците октомври и ноември не са били изпълнени изискванията на нормативната уредба за пускане на отоплението, поради необичайно топлото за периода време. Средномесечната температура за октомври е била 17°C, с 5°C над нормите. Нормативните изисквания за три последователни дни под 12°C са били изпълнени на 15 ноември 2023 г. Декември 2023 г., февруари и март 2024 г. също са със средномесечни температури доста над нормата за съответните периоди. За периода януари-април 2024 г. основното разминаване на план и отчет е вследствие само и единствено на климатичните промени. Втори фактор за разминаване на план и отчет са производствени аварии на съоръжения от ИКПТЕЕ, довели до спиране на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия. В периода 29.09.2023 г. до 25.11.2023 г., поради авария на двигателя на ИКПТЕЕ е извършена подмяна с отремонтiran такъв, доставен от фирмата производител. Основно за периода 15-25.11 2023 г. е произвеждана топлинна енергия само от водогрейни котли. Разминаване на план и отчет за периода октомври-декември 2023 г. е свързано с аварията на двигателя на ИКПТЕЕ, както и климатичните изменения. Трети съществен период на разминаване, съгласно производствената програма на план и отчет е февруари-март 2024 г. Поради авария на силов трансформатор от 21.02.2024 г. е преустановена работата на ИКПТЕЕ. По предварителен план възстановяването на производството е предвидено за началото на м. юни 2024 г. В този ред от 21 февруари производството на топлинна енергия се осъществява само с водогрейни котли.

### **IV. Норма на възвръщаемост на собствения капитал**

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал се променя всеки ден/месец/година съобразно промяната в капиталовата структура и макроикономическите променливи. За определяне на нормата на възвръщаемост от собствения си капитал, дружеството е използвало модела за оценка на капиталовите активи (МОКА). Това е модел за изчисляване на минимално изискуемата норма на възвръщаемост от инвестиция в дялови ценни книжа (акции) и съответно за изчисляване на цената на финансиране със СК. Моделът е базиран на Теорията за диверсификацията на Х. Марковиц от 1959 г. и Модерната портфейлна теория. Изискуемата норма на възвръщаемост от собствения капитал според този модел е равна на:

Изискуема възвращаемост на СК = Безрискова НВ + Бета х (Пазарна рискова премия+рискова премия за странови риск),

където:

Безрискова норма на възвръщаемост – получава се от инвестиции в активи, при които очакваната норма на възвръщаемост съвпада с реално получената. Използва се доходността по избраните като безрискови ценни книжа към датата на съответния анализ. Текущата безрискова НВ задължително изисква използването на текуща пазарна рискова премия.

Бета – коефициент, измерващ недиверсифицируемия риск на дадена ценна книга в сравнение с пазарния риск и състоянието на пазара като цяло, т.е. бета показва как се изменя доходността от дадена ценна книга в сравнение с изменението на общата пазарна доходност.

Пазарна рискова премия - показва каква доходност над безрисковата норма на възвръщаемост е очаквана и желана от инвеститорите в дялови ценни книжа. Тя зависи от риска, който самият инвеститор е готов да понесе, и от риска на самата акция. Колкото е по-висок рискът, толкова по-голямо възнаграждение (по-висока доходност или премия) за своето вложение ще изисква инвеститорият.

Рискова премия за странови риск – изразява допълнителната премия, която желаят инвеститорите в държави с по-висок политически риск.

При определяне на цената на финансиране със СК чрез МОКА се използва бета без ливъридж за отрасъла/бизнеса (т.нар. бета на активите на компанията), което налага да бъде извършена корекция в коефициента, за да достигнем до Бета с финансов ливъридж на компанията, по следната формула:

Бета с финансов ливъридж = Бета без ливъридж  $\times (1 + (1-t) \times (\text{Дълг}/\text{СК}))$ ,

където:

t – е данъчната ставка

Формираната норма на възвръщаемост на собствения капитал е определена, съгласно приложената справка Приложение № 3 към обосновката за ценообразуване – 7,65%.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В Справка № 1 „Разходи“ приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 1,591 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.б. от общия подход.

2. 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 по тримесечия 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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,98 лв./MWh;

2.3. Пренос – 1,00 лв./MWh;

2.4. Достъп – 4,22 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ 72,19 лв./MWh.**

3. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма

на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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

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

$$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС), \text{ където:}$$

където:

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

$ДСК$  – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

$ДС$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$ДПК$  – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

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

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б}),$$

където:

$NB_{Б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа

енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>20</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	37%
3	Дял на собствения капитал	63%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,78%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,78%.

<sup>20</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

[TLP-GREEN]

Ниво 1

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

2023/2024														
Отчетни данни														
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	1 624	1 622	1 540	525	2 917	9 691	10 552	6 837	4 020	1 842	117	221	41 509
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	74,10
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	95,01	96,34	85,83	30,82	107,83	306,05	437,70	328,16	247,19	110,96	7,25	13,94	1 867
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	74,10
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	74,10
<b>2. Корекция по въглеродни емисии</b>														
Количество, Qe	тона	0												
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00												
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95												
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0,00												
$Ht = Qg * (Ц_{пг} - Ц_{пl})t + Qe * (Ц_{пe} - Ц_{пl})t \pm Pt - 1$													=	1 906,86

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, BGN/knm <sup>3</sup>	793,10	780,76	-1,56%

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	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	191,00
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	13,30
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	131,08

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 7 622 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 7 248 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 423 хил. лв. и променливи – 4 824 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 526 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 300 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 310 MWh.

#### 9. „ЮЛИКО - ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-56-1 от 09.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 727,65 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 100,03 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена	725,58	722,00	727,65	+0,78

на електрическата енергия				
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	104,27	104,27	100,03	-4,04

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 911,00 лв./kNm<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-56-1 от 15.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в.т.ч декларация от управителя на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г.; справка, съдържаща отчетна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за електрическата енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето, MWh в т.ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на краен снабдител, БНЕБ и други, MWh; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ.

С писмо с вх. № Е-14-56-1 от 29.04.2024 г. дружеството е представило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както и друга информация и документи, изискани с писмото на КЕВР.

От дружеството декларират, че няма получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения през отчетната година и такива не са включени като ценообразуващ елемент при определяне на цените на топлоенергията и електрическата енергия. Също така е предоставена информация, че дружеството не е продавало електрическа енергия на свободния пазар.

#### **„ЮЛИКО - ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД е представило следната обосновка:**

Прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са прогнозираны на база вече постигнати показатели през отчетния период. Дружеството работи 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.

**Разходи за амортизация** – амортизационните 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 12,5%.

**Разходи за заплати и възнаграждения** – отчетните стойности са увеличени с прогнозен индекс.

**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 притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.**

**Образуване на цените:**

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

1.1 Корекциите за природен газ, посочени от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи. 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 Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия 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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството:

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 67,49 лв./MWh;

3. Пренос – 0,65 лв./MWh;

4. Достъп – 3,32 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 71,46 лв./MWh.**



[TLP-GREEN]

Ниво 1

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ														
2023/2024														
Отчетни данни														
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	98	110	109	98	95	93	0	0	603
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	73,04
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	0,00	0,00	0,00	0,00	3,64	3,49	4,54	4,72	5,85	5,62	0,00	0,00	28
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	73,04
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	73,04
										разходи по прогноза		разходи по отчет		Pt-1, хил. лв.
										-7,44		28,33		35,78
$H_t = Q_g^* (C_{пг} - C_{пl})_t + Q_e^* (C_{пe} - C_{пl})_t \pm P_{t-1}$													=	63,63

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Юлико Евротрейд“ ЕООД			
1. Справка № 1 – „Разходи“:	Предложение	След корекция	Изменение
Надвзет/Недовзет приход от газ, съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ	-14	0	-100%
2. Справка 4 – „ТИП в производство“			
2.1 Природен газ, BGN/knm <sup>3</sup>	911	753	-17,3%

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	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	654,65
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	90,79

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 1 746 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 708 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 084 хил. лв. и променливи – 624 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 2 188 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 4,71%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 019 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 419 MWh.

#### 10. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-09-6 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 621,98 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 164,20 лв./MWh без ДДС;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 126,19 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС,	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС,	Изменение, %
------------	--------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------	--------------

	лв./MWh		лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	601,19	612,86	621,98	+1,488
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	105,57	105,57	164,20	+55,54
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	133,25	133,25	126,19	-5,30

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 931,13 лв./km<sup>3</sup> при калоричност 8 300 kcal/kg;
- цена на въглища – 596,54 лв./t при калоричност 4 800 kcal/kg;
- цена на мазут – 1166,82 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на биогориво – 114,72 лв./t при калоричност 3 900 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-09-6 от 25.04.2024 г. от „Топлофикация Русе“ АД е изисквана допълнителна информация относно разходите, включени в перо „Балансова стойност на продадени активи (без продукция)“ в представения Индивидуален финансов отчет на дружеството към 31.12.2023 г., която е представена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-09-6 от 07.05.2024 г.

**„ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД е представило следната обосновка:**

Дружеството посочва, че при планиране на цените от 01.07.2024 г. са използвани данните от предходния регулаторен период, като те са актуализирани, както следва:

1. Увеличени са планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода във връзка с планове за присъединяване на нови потребители и очаквано по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите през следващия отоплителен период (зимата на 2023 г. е била с по-високи температури от предвидените).

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 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 и предвидената работа на въведените три когенериращи мощности, работещи с гориво природен газ.

4. Количеството закупени емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) през текущия ценови период е получено като от изчислените емисии на база прогнозните количества горива се приспадат предвидените безплатни квоти (сума от 1/2 от квотите за 2023 г. и 1/2 от квотите за 2024 г.), по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО). Отделените въглеродни емисии през новия ценови период, започващ от 01.07.2024 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. По отношение на количеството въглеродни квоти, които следва да бъдат закупени за ценовия период от 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 подало Доклад за равнище на дейност в МОСВ в нормативно определения срок до 31.03.2024 г. На основата на същия и след одобрение от Европейската комисия ще бъдат разпределени предвидените в Доклада квоти по чл. 10а. За ценовия период 01.07.2024 г – 30.06.2025 г., дружеството е предвидило очакваните безплатни квоти за разпределение като сума от 1/2 от безплатните квоти за 2024 г. и 1/2 от безплатните квоти за 2025 г.

Относно квотите по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, 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. 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 посочва, че е централа 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. Изискванията към въглищата са заложи в комплексното разрешително – поставени са условия за използване на твърдо гориво със съдържание на сяра под 0,4% и летливи вещества под 10%. За осъществяване на производствената дейност спрямо дружеството са заложи и 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 гореизброено, 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 по утвърден от КЕВР образец на Приложение № 2 е 582,28 лв./t.

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: 582,28 лв./t + 14,26 лв./t = 596,54 лв./t, където: 14,26 лв./t са допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба.

Цена на природния газ: прогнозна цена в размер на 931,13 лв./kNm<sup>3</sup>, получена съгласно Приложение № 2 за отчетната 2023 г. и включва цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа.

Цена на мазута: прогнозна цена в размер на 1 166,82 лв./t, получена съгласно Приложение № 2.

Разходи за закупена електрическа енергия: планирана е сума, завишена с 10% от стойността на разходите за закупена електрическа енергия за отчетната 2023 г.

### **Условно-постоянни разходи**

Основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други) са прогнозираны 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 2023 г. и началото на 2024 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 6,8%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2023 г. е в размер на 2 533 лв., спрямо средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която по данни на НСИ за 2023 г. е в размер на 3 134 лв.

**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.

Влияние върху **разходите за консумативи** (химикали и реагенти) от променливите разходи, оказват влезлите експлоатация в началото на 2024 г. три броя когенерационни мощности Wartsila 16V34SG, които използват моторно масло. За позицията е предвидено увеличение от 10% на отчетените през 2023 г. разходи за химикали и реагенти и разход за закупуване на 181 792 л моторно масло.

При изчисляване на **Регулаторната база на активите** са спазени изискванията на т. 30 от Указания-НВ.

Дружеството счита, че е спазило указанието за прилагане **норма на възвращаемост на собствения капитал** в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период.

За изчисляване на цената на собствения капитал за регулаторния период са използвани следните параметри за изчисление – безрискова премия, бета коефициент на активите, пазарна рискова премия.

- безрискова премия – 3,93%
- бета коефициент на активите – 0,55
- пазарна рискова премия – 6,94%
- НВск =  $3,93\% + 0,55 * 6,94\% = 7,747\%$

**Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал** е изчислена 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 5,73%.

- Дял на собствения капитал - ДСК = 40,63%;
- Дял на привлечения капитал -ДПК = 59,37%
- Данъчна ставка - ДС = 10%

В резултат на изчисленията в ценовия модел, дружеството определя Нормата на възвръщаемост на капитала в размер на 6,90%.

В резултат на извършените изчисления по Справки от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2024-2025 г.) са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 179 380 хил. лв.

**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. Разходите за „други разходи по нормативни актове“ са коригирани, като неприсъщи за лицензионната дейност на дружеството.

1.2. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 170 918 t на ниво отчет за 2023 г. за относително същото производство на електрическа и топлинна енергия в централата.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>:  $136.91 \text{ лв./t} \times 170 \text{ 918 t} = 23 \text{ 400 хил. лв.}$

1.3. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 7,605 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството въглища са намалени от 104 570 t на 94 571 t до достигане показателя обща енергийна ефективност в съответствие с приетите показатели за производство на високоефективна електрическа енергия, съгласно т. 5 от общия подход.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 39,15% на 32%, 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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,06 лв./MWh;
  2. Пренос – 1,02 лв./MWh;
  3. Достъп – 4,12 лв./MWh;
- Крайна цена на природен газ – 70,21 лв./MWh.

[TLP-GREEN]

Ниво 1

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	0	0	1 619	0	0	0	0	0	269	738	442	47	3 115
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	74,59	228,17
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	-380,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,15	14,97	18,08	2,47	-341
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	65,82	228,04
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,77	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	65,82	228,04

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	185 585
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпг	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	3 219,57

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пг})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{пг})_t + P_t - 1 = 2\ 878,22$$

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
1.1. Други разходи по нормативни актове, хил. лв.	7 674	0	-100%
1.2. Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), хил. лв.	27 684	23 400	-15,4%
2. Справка 4 – „ТИП в производство“			
2.1 Количество въглища, t	104 570	94 571	-9,56%
3. Справка № 5 – Технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	39,15	32,0	-6,4%
3.1 Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	265 430	296 628	+11,75%

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	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	512,36
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	334,66
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	93,22
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	128,64

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 157 410 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 153 236 хил. лв., от които условно-постоянни – 43 451 хил. лв. и променливи – 109 785 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 60 492 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,90%;
- Количество електрическа енергия – 233 506 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 233 376 MWh;
  - от некомбинирано производство – 130 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 965 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 296 628 MWh.

#### 11. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ПЕРНИК“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-03-2 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 502,09 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136,70 лв./MWh без ДДС;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 65,42 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	572,25	587,10	502,09	-14,48
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	115,94	115,94	136,70	+17,90
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	67,79	67,79	65,42	-3,49

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглища – 134,36 лв./ $t_{н.г.}$  при калоричност 1 900 kcal/kg;
- цена на природен газ – 699,54 лв./ $knm^3$  (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-03-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация относно: обосновка на дружеството за получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. 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; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1.; разходо-оправдателни документи за закупените от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период. С писмо с вх. № Е-14-03-2 от 15.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата допълнителна информация, като е посочило, че:

- технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия – през отчетната 2023 г. са в размер на 54,21%. Отпуснатата топлина към преноса с гореща вода е в размер на 360 541 MWh, продажбата на топлинна енергия с гореща вода – 165 104 MWh. Със заложената в инвестиционната програма подмяна на елементи от топлопреносната мрежа, дружеството има за цел през новия регулаторен период 2024 -2025 г. да намали технологичните разходи до 42, 21%.

- юрисконсултските възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определяне на цените на топлинната и електрическа енергия.

**„Топлофикация-Перник“ АД е представило следната обосновка:**

Прогнозната информация е определена въз основа на базисната 2023 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 производствената програма базирана на новите мощности

и парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5. Парогенератор № 3 е изведен от експлоатация. През новия регулаторен период дружеството предвижда през отоплителния сезон работа на парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5 и трите когенератора. Преходните месеци май и април съгласно топлинния товар в работа ще е парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5. За летните месеците е планирано в експлоатация да са само трите когенератора.

**Производство на топлинна енергия** – отпуснатата от съоръженията топлинна енергия към преноса през прогнозния период е 613 800 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 54,21%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се намалят до 42,21%.

**Производство на електрическа енергия** – цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислено 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, при  $\Delta F \geq 10\%$ .

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 280 247 MWh, а за периода 2024 г. – 2025 г. се планира да бъдат произведени 336 096 MWh.

**Продадена електрическа енергия** – през отчетната 2023 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирало 215 987 MWh на свободния пазар, от които 200 187 MWh, ВЕКП, компенсирани с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2023 г. е в размер на 218 670 MWh. През новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 274 951 MWh.

**Електрическа енергия за собствено потребление** – прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление са планирани на база отчетните данни през базовата 2023 г.

**Електрическа енергия за собствени нужди** – електрическа енергия за собствени нужди през новия ценови период е 61 145 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 2023 г. възлиза на 6 154 хил. лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията. През ценови период 07.2024 г. – 06.2025 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 1 240 хил. лв. въз основа на 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, заложи в настоящия. Предвидени са инвестиции за проектиране и изграждане на депо за съхраняване на промишлените отпадъци от дейността и рекултивация на Сгуроотвал „7-ми септември“ с цел изпълнение на екологичните норми. При основните съоръжения на централата ще бъде подменен економайзер и подмяна на работни колела на главен въздушен вентилатор 2 броя на ПГ5. Ще бъде направен основен ремонт на охладителна кула № 4 на ТГ5. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. ще се инвестира в подмяна на главен 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.

**Регулаторна база на активите** – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2023 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 82 212 хил. лв. „Топлофикация-Перник“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване. В съответствие с Указания-НВ в РБА не е включена стойността на преоценъчния резерв.

**Оборотен капитал** – определен е 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. оборотният капитал за производство е в размер на 7 326 хил. лв.

**Норма на възвръщаемост** – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период. Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ – съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2023 г. е 5,41%.

#### **Условно постоянни разходи**

**Разходи за амортизации** – съгласно изискванията на т. 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. разходите за амортизации са на нивото на 2023 г.

**Разходи за работна заплата и осигуровки** – разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната дейност през 2023 г. възлизат на 16 869 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 13 614 хил. лв. и за осигуровки 3 255 хил. лв. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. необходимите разходи са завишени на 16 336 хил. лв. разходи за заплати и 3 906 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2024 г.

**Разходите, пряко свързани с дейността по лицензиите** – са увеличени спрямо отчетната 2023 г. и същите са отразени в Приложение № 1 „Разходи за производство“ (от Справки № 1-9). Те са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията. Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

**Променливите разходи** включват горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO<sub>2</sub> квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

**Основно гориво за прогнозния период** – за Когенераторна инсталация – природен газ, а за Парогенератор № 5 – кафяви въглища. Определянето на разходите за гориво на парогенератора за ценови период е в изпълнение на Договор № 102 от 2014 г. за покупко – продажба на кафяви въглища. Дружеството е приложило копие на Договор № 102 от 2014 г. и допълнителните споразумения към него.

В Приложение № 2 са дадени отчетните и прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2024 г. За прогнозния период цената на твърдото гориво е в размер на 134,36 лв/т.н.г. при калоричност 1 900 ккал/кг. Цената на природния газ е изчислена на база последната утвърдена цена от КЕВР за месец март 2024 г. – 57,59 лв./MWh. В цената за достъп са включени разходите на „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ПЕРНИК“ АД, свързани със съхранение на утвърдените количества в ПГХ Чирен. Приложен е и Договор № ПГ-0106/ДГ24/026/25.03.2024 г. за компенсиране на сезонна неравномерност.

**Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги през новия ценови период:** Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия през новия ценови период възлизат на 226 хил. лв. Те включват промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията. Разходи за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 1 613 хил. лв. 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 1 076 хил. лв., от които с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване 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, разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт. Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2023 г.

**Разходи за закупуване на емисии на парникови газове:** в съответствие с изискванията на нормативната база ТЕЦ „Република“ притежава издадено от ИАОС разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към дата 31.03.2024 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 2023 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 257 824 t. Данните са от 30.03.2024 г. Прогнозното количество на закупените емисии за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. ще бъде 379 964 t при изгорени твърди горива – 437 540 t, природен газ 35 050 000 м<sup>3</sup>.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125,91 MW.**

**Образуване на цените:**

1. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 379 964 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 379 964 t = 52 021 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са природен газ 35 050 kNm<sup>3</sup> и 437 540 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 по преноса на топлинна енергия са коригирани от 42,21% на 34% до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените 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 дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 63,92 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,02 + 5,27 = 6,29$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 70,20 лв./MWh.**

[TLP-GREEN]

Ниво 1

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

<b>1. Корекция по природен газ</b>																
2023/2024																
Отчетни данни																
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	1 364	740	1 799	9 096	31 263	36 556	34 416	34 593	36 722	35 032	33 438	33 438	288 456		
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43		
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,10		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	43,46	24,23	52,30	291,26	322,32	180,22	510,39	738,56	1 279,41	1 176,72	1 181,68	1 218,13	7 019		
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,10		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,10		
<b>2. Корекция по въглеродни емисии</b>																
Количество, Qe	тона	242 326														
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00														
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	70,95														
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	8 080,82														
												разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.		
												2 901,08	2 725,16	-175,92		
												<b>Нt=Qg*(Цпг-Цпl)t+Qe*(Цпе-Цпl)t±Pt-1</b>			=	14 923,58



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			
	Предложение	След корекция	Изменение
Справка № 2 – „РБА“ - Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил.лв.	82 212	96 499	17,38%
Справка № 5 – „ТИП в преноса“, технологични разходи, с топлоносител гореща вода, %	42,21%	34,00%	-8,21%
Справка № 5 - Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	192 100	228 971	+19,19%

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Перник“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	469,11
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	291,41
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	107,59
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	58,50

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 185 506 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 180 286 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 193 хил. лв.
  - и променливи 144 093 хил. лв.;
    - Регулаторна база на активите – 96 499 хил. лв.;
    - Норма на възвръщаемост – 5,41%;
  - Количество електрическа енергия – 274 951 MWh, в т. ч.:
    - от високоефективно комбинирано производство – 265 951 MWh;
    - от нискоефективно комбинирано производство – 9 000 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 971 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 281 400 MWh.

#### 12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-07-2 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 530,27 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 121,98 лв./MWh без ДДС;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 98,05 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	643,37	657,86	530,27	-19,39
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	104,19	104,19	121,98	+17,07
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	97,95	97,95	98,05	+0,10

Предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 357,57 лв./t с долна работна калоричност 4 369 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 200,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 150,15 лв./t с долна работна калоричност калоричност 3 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-07-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изискано да представи следната допълнителна информация: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; годишен финансов отчет за 2023 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; отчет и анализ на дружеството за изпълнение на ремонтна и инвестиционна програми за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.; подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч.



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; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ. С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 12.04.2024 г. заявителят е представил в КЕВР изискваната допълнителна информация.

**„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 2023 г. дружеството е реализирало 94 461 MWh топлинна енергия с гореща вода. Тенденцията за повишаване на средните месечни температури през последните няколко години е довело до намаляване на продажбите на топлинна енергия за отопление. В допълнение намаляващият брой на населението и проявената демографска криза, в цялата страна и града, води и до намалено ползване на битова гореща вода. Независимо от установената тенденция за общо намаление, за предстоящия ценови период, с цел оптимизиране цената на топлинната енергия, и предвиждането за работа на съоръженията през целия регулаторен период без спиране, в прогнозата дружеството запазва количеството в същия порядък на отчетената през базовата година – 93 860 MWh. За 2023 г. продадената топлинна енергия с пара е 151 522 MWh. За предстоящия ценови период се прогнозира спад в размер на около 5% или 144 313 MWh реализирана.

Количествата електрическа енергия са резултанти от комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия, при минимално паропроизводство на енергийните котли и постигнати показатели за ефективност през 2023 г. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство в периода 06.06.2025 г. – 30.06.2025 г.

Собствените нужди от електрическа енергия са съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения, свързани с подготовка на горивото за изгаряне, храняване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

**Разходи**

**Условно-постоянни разходи.**

Дружеството посочва, че през 2023 г. трендът на повишение на цените на стоки и услуги се е забавил, но въпреки това е останал значителен. Повишението е засегнало всички видове разходи, което е довело до увеличението им. За отразяване на този икономически процес, след извършен анализ и преценка на всеки разход, в настоящето заявление дружеството е повишило съответния разход с прогнозен процент. За основната част от разходите е извършена промяна с процента на отчетената от НСИ за 2023 г. инфлация, в размер на 9,5% и действащите договори.

**Разходи за заплати** – съгласно вътрешните правила, при промяна на размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. От 01.01.2024 г., с изменение на Кодекса на труда за определяне начина на изчисляване на минималната работна заплата, Постановление на Министерския съвет № 193 от 12.10.2023 г. за приемане на нейното увеличение с 19,6% от 780 лв. на 933 лв., както и предстоящото увеличение от 01.01.2025 г. с 10,7% от 933 лв. на 1033 лв., сумарното увеличение ще бъде с 32,4%. Предвиденото от дружеството увеличение на разходите за заплати и възнаграждения отразява посочения ръст от 32,4%. Друга причина, поради която според дружеството 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.

Дружеството посочва, че считано от 01.01.2024 г., **цената на водата** за град Сливен, доставяна от „ВиК“ ООД Сливен е увеличена с 41,2%, от 2,38 лв./м<sup>3</sup> на 3,36 лв./м<sup>3</sup> без ДДС. За предстоящия период, със същия процент е увеличен и отчетения през 2023 г. разход. Отчитайки значителното увеличение на цените на хранителните стоки в страната, поради намаленото българско производство и внос, прогнозните разходи за безплатна храна, съгласно нормативен документ, са увеличени с 20%, спрямо 2023 г.

**Разходите за материали за текущо поддържане** са увеличени с 40% спрямо 2023 г.

**Прогнозните разходи за амортизации** са съобразени с отчетените през 2023 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок, и са запазени в същия размер.

Дружеството предвижда **разходът за проверка на уреди** да възлезе на 28 хил. лв., тъй като през тази година изтича двугодишния срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции.

„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД посочва, че през 2023 г. след направен анализ на състоянието на база проявени дефекти и с цел оптимизиране работата на централата са били насочени усилия към ремонт на генериращи съоръжения – енергийни котли, турбина и електрогенератор. Като цел, която е била поставена през 2023 г., се посочва и изпълнение на мероприятия за подобряване топлоизолациите на основни и спомагателни съоръжения с оглед намаляване на загубите на топлина.

Дружеството посочва разпределение на **разходи за ремонти**, извършени през 2023 г. на обща стойност 1 865 хил. лв., както следва: Ремонт на съоръженията по енергиен котел 1 и енергиен котел 2, включително ремонт награвни повърхнини на ЕК2 и подмяна ПП IV – 874 хил. лв.; Ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване за 145 хил. лв., включващ: проверка и ремонт на лагери, клапанна кутия, клапани ВН, сервомотори, маятникова настройка, регулираща и маслена системи, проверка ротор електрогенератор; Ремонт на съоръженията в гориво подаване за 91 хил. лв.; Ремонти на електро и КИП и А съоръжения на стойност 152 хил. лв.; Ремонт по съоръженията и сгради в ХВО на стойност 45 хил. лв.

В направление „пренос и разпределение на топлинна енергия“ са извършени следните ремонтни дейности: ремонт на промишлени парни и водни магистрали, градски водни магистрали и отклонения, АС и помпи, възстановяване на хоризонтална планировка след аварии, на обща стойност 394 хил. лв.

Ремонтът на съоръжения за очистване е на стойност 164 хил. лв.

**Инвестиционните разходи на дружеството са 6 747 хил. лв.** Те включват: Инвестиции в цех КТЦ за 1 223 хил. лв., които включват дейности по ЕК1, ЕК2 и КВГМ; Доставка на машини, инструменти и инвестиции в Ел. цех, ХВО и автотранспорт за 815 хил. лв.; Проектиране, доставка и изграждане на нови битови топлофикационни отклонения и абонатни станции, както и рехабилитация на топлопреносната мрежа за 591,5 хил. лв.; Инвестиции в депо за промишлени отпадъци за 1 711 хил. лв.; Инвестиции в доставка на когенератори за 4 743,7 хил. лв.

За предстоящия ценови период ремонтните дейности са свързани с изпълнение на оптимално необходимите задачи с приоритет, необходимост от подобряване техническото състояние на електро-генериращите 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 показани в приложена ремонтна програма.

Дружеството посочва, че за осигуряване на свободен обем на ППС за сгуро-

пепелни маси в размер на 100 000 м<sup>3</sup>, се провежда обществена поръчка с обща стойност 2 100 хил. лв.

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.

Дружеството заявява, че стойността на оборотния капитал е определен съгласно т. 32.5 от Указания-НВ.

**Променливи 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 почистване на димните газове от серен диоксид; акциз съгласно 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 определени изисквания.

За предстоящия регулаторен период се предвижда ползване на смес от наличните въглища в складовото стопанство, доставени през 2023 г. и 2024 г. Горивната смес ще се формира от българските ООЕГ и шисти и вносни-каменни антрацитни. Средната цена на въглищния микс при отчитане на доставните разходи, качествените и количествените показатели е показана в ценовия модел. От особено значение за цената на горивата е изминалата 2023 г. (базовата година), през която поради съществуващите икономически обстоятелства породени от външни фактори, като: забрана за внос, дефицит, високи пазарни цени на нефт, природен газ, въглища и други енергоносители, всички пазарни участници са се запасявали. Посочва се, към момента ситуацията е променена, като това намира отражение в по-ниски цени на горивата, но и по-ниски продажни цени на електрическата енергия. Дружеството получава по-малко приходи от продажбата на електрическа енергия на борсата поради по-ниската борсова цена („отчетна пазарна цена“) в сравнение с необходимите приходи при „прогнозна пазарна цена“ 240,98 лв./MWh, определена от Комисията.

Цената на биогоривата, в сравнение с базовата година, е увеличена от 149,22 лв/тнГ на 150,15 лв/тнГ до склад на дружеството.

Включените в производствената програма видове и количества горива са в съответствие с комплексното разрешително на дружеството.

С оглед изпълнение на екологичните изисквания за допустими норми на емисии на серен диоксид, през новия ценови период „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов“ ЕАД ще използва хидратна вар за газоочистващата инсталация в размер на 2 750 тона на обща стойност 793 хил. лв. Завишението спрямо отчетната 2023 г. е продиктувано единствено от технологичната необходимост за изпълнение на нормите за серен диоксид до 360 мгр/м<sup>3</sup>. Във връзка с повишеното количество варов разтвор е завишено количеството вода съответстващо на режима на работа на газоочистващата инсталация.

За технологични нужди се доставя вода от „Напоителни системи“ ЕАД, но на 25.01.2024 г., дружеството е получило уведомление за предстояща рехабилитация на магистрален канал, част от който е участъкът, по който се доставя вода за нуждите на централата. Планираната рехабилитация ще се извърши през м. ноември и м. декември 2024 г. (началото на отоплителния сезон). За дружеството това е кризисна ситуация, поради липса на друг източник. След полученото уведомление и извършени проучвания, единственият възможен доставчик се е оказал „Водоснабдяване и канализация-Сливен“

ООД. Дружеството посочва, че продажните цени на „Водоснабдяване и канализация-Сливен“ ООД към момента на доставката значително превишават цените на „Напоителни системи“ ЕАД, поради което е предвидено увеличение на разходите за вода за посочените месеци. Прогнозните количества вода за технологични нужди за хранене на парогенераторите, производство на пара и за допълване на топлопреносната мрежа са запазени на нивото на 2023 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 повишени с процента на инфлация.

За предстоящия регулаторен период дружеството може да разполага с до 6 264 тона безплатни емисии, поради което предвижда да закупи разликата между емитираното количество и посочените 6 264 тона. 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 2023 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2024 г. – 2025 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове, а разходите за закупуването им са изчислени при цена 70 евро на тон.

### **Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 183 383 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 183 383 t = 25 107 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 240 t мазут, 109 190 t въглища и 39 441,77 t биомаса, съгласно заявеното от дружеството.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирана цената на въглищата, като е намалена от 357 лв./t на 266,01 лв./t.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 41,09% на 35% в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопотеглена цена на капитала. Среднопотеглената цена на капитала е определена 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.

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

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

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

където:

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

*D<sub>СК</sub>* – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

$ДС$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$ДПК$  – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

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

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б}),$$

където:

$NB_{Б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>21</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

<sup>21</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baal от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	90%
3	Дял на собствения капитал	10%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>7,68%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 7,68%.

### Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

#### 2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	103 338
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	70.95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	3 446.00

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

<b>„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД</b>			
	Предложение	Корекция	Изменение, %
Справка № 4 „ТИП в производството“, цена на въглища, лв./t	357,57	266,01	-25,61%
Справка № 5 „ТИП в преноса“, технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	41,09%	35,00%	-6,09%
Справка № 5 - Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	93 860	103 566	+10,34%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	460,45
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	282,75
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	93,34
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	80,80

#### **Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 90 097 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 87 510 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 785 хил. лв. и променливи – 63 725 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 30 681 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,68%;
- Количество електрическа енергия – 141 533 MWh:
  - от високоефективно комбинирано производство – 135 406 MWh;
  - от нискоефективно производство – 6 127 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 103 566 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 144 313 MWh.

### **13. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-24-5 от 28.03.2024 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода в размер на 68,69 лв./MWh, без ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-24-5 от 17.04.2024 г. дружеството е представило допълнителна информация към заявлението, а именно: годишен индивидуален финансов

отчет; доклад за дейността на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2023 г.; одиторски доклад за заверка на годишния индивидуален финансов отчет съгласно Закона за независимия финансов одит; копие на публикация с предложената за утвърждаване цена на топлинната енергия; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ.

**„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 2023 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. Този дял на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство на топлинна енергия. Към тези разходи за производство се прибавят и разходите по преноса на цех „Топлоснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени 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 370 хил. лв. и съставляват около 6% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

**Разходите за пренос** по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 5 737 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2023 г.

- Разходи за амортизации са разчетени на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2023 г. Във връзка с безвъзмездно предоставени сгради и съоръжения на „АЕЦ Козлодуй – Нови мощности“ ЕАД, активите са намалени спрямо отчета с 68 хил. лв.

- Ремонтни разходи. Завишението с 1 хил. лв. е в следствие на различен обем на ремонтните дейности, предвидени за изпълнение през новия регулаторен период.

**Другите разходи** се формират от разпределени разходи на база коефициент, от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи на дружеството, отнесен към общите разходи.

В съответствие с чл. 37 от ЗЕ, спазвайки Закона за счетоводството, Международните стандарти за финансово отчитане, Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ЕССО, приета от Комисията, 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 2023 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 416 хил. лв.

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 38 хил. лв.

**Разпределени разходи** - в отчета за 2023 г. относно пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 842 хил. лв., както следва:

Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2023 г., персоналят зает в цех ТС



за първо полугодие е 66 души и коефициентите на разпределение 0,0241 (разчетен на база численост на персонала 2 735 бр.) и за второ полугодие е 66 души – с коефициент 0,0272 (разчетен на база численост на персонала 2 430 бр.).

Разпределените социални разходи за Топлоснабдяване за 2023 г. са на стойност 1 305 хил. лв.

В перо „Други разходи“, освен преките разходи, се отнасят още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий (численост на персонала, балансова стойност на дълготрайните активи).

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 2023 г. са:

- от януари до юни – обща балансова стойност на активите на обектите е 1 783 377 хил. лв. на ТС – 9 224 хил. лв. Общо производствените разходи през разглеждания период са на стойност – 49 830 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0052. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 259 хил. лв.

- от юли до декември – обща балансова стойност на активите на обектите е 1 728 149 хил. лв., на ТС – 8 876 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0051. Общо производствените разходи за периода са на стойност 54 335 хил. лв. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 277 хил. лв.

**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 2023 г. са в размер на 449 хил. лв. За целите на ценообразуването спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 293 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са на стойност 6 107 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 55 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 6 162 хил. лв.

**Регулаторната база на активите** към 31.12.2023 г. е в размер на 9 742 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2023 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 10 812 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 1 597 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 527 хил. лв. 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 Указанията.

**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 31.12.2023 г. “АЕЦ Козлодуй” ЕАД няма 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 180 295 MWh, а размерът на собствените нужди – 69 267 MWh (38,42% от производството). С оглед същественото влияние върху отчетните и прогнозни данни, което оказват климатичните фактори, резултатните данни за потребление и съответно производство може да се отклоняват значително от плана. Предвид поредицата топли зими, актуализираните прогнозни данни за настоящия регулаторен период са с

отчитане на прогнозите за климатични промени в световен мащаб. Прогнозният ръст в производството спрямо отчета за базовата 2023 г. е вследствие очаквано нарастване на броя и потреблението на битови и небитови клиенти в града и на площадката, с отчитане на намаляването на технологичните загуби от пренос вследствие реновиране на изолационната обвивка на трасетата. Предстои въвеждане в експлоатация на офис и жилищни сгради, присъединяване на стопански обекти на площадката, основно на ДП РАО – подвързване на Хранилище за нерадиоактивни отпадъци (площадка „Радиана“), сграда „Заводски строежи“ на площадката, нови стопански потребители – обекти на други юридически лица, пускане в експлоатация на обекти за столово хранене, както и по-дълъг отоплителен сезон, наблюдаващ се през последните години.

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2023 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период. Сумарното прогнозно количество реализирана топлоенергия в периода юли 2024 – юни 2025 г. се базира на прогноза за ръст в потреблението спрямо отчета за базовата 2023 г., с отчитане на данните за петгодишен период назад, като се предвижда ръст в броя и потреблението на битови и небитови клиенти в града (предстои въвеждане в експлоатация на жилищни и офис сгради), в консумацията на площадката на стопански обекти, основно на ДП РАО – подвързване на Хранилище за нерадиоактивни отпадъци (площадка Радиана), подвързване на сграда “Заводски строежи” на площадката, стопански обекти на други юридически лица, пускане в експлоатация на обекти за столово хранене, както и по-дълъг отоплителен сезон.

#### **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:**

<b>„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД</b>		лв./MWh, без ДДС
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода		68,69

#### **Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи 6 162 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 038 хил. лв. и променливи –70 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 9 742 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 0,56%;
- Количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 225 MWh.

#### **14. „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-68-2 от 16.04.2024 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация.

Дружеството е предложило за утвърждаване от Комисията, считано от 01.07.2024 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 340,36 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 117,72 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	424,26	424,26	340,36	-19,77
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	140,97	140,97	117,72	-16,49

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 620 лв./кнм<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС).

С писмо с изх. № Е-14-68-2 от 18.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: отчетна информация за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г.; изискано е цените на горивата да бъдат изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените, като за ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2023 г. – 31.03.2024 г. и прогноза за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2024 г.; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; копия на действащи договори за доставка на природен газ, заедно с приложенията към тях; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; неуплатен вариант на заявлението и на приложенията към него.

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 09.05.2024 г. дружеството е предоставило допълнителна информация, както следва: отчетна информация за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; справка за цените на горивата, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените. Допълнително са

представени: годишен финансов отчет за 2023 г. (без приложение), придружен със справка на нетекущите (дълготрайни) активи към 31.12.2023 г.; справка за корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ за 2023/2024 г.; справка за норма на възвръщаемост на собствения капитал.

Дружеството не е предоставило информация, изисквана с писмо с изх. № Е-14-68-2 от 18.04.2024 г. на КЕВР, а именно: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г.; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; копия на действащи договори за доставка на природен газ, заедно с приложенията към договорите; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ, неповерителен вариант на заявлението и на приложенията към него.

**„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 – 32 836 MWh;
- Електрическа енергия за собствени нужди – 3 508 MWh;
- Електрическа енергия за продажба – 29 228 MWh;
- Отпусната топлинна енергия – 34 800 MWh;
- Топлинна енергия за продажба – 34 300 MWh.

**Инвестиционна и ремонтна програма** – 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. 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 отчетната стойност на дълготрайните материални активи към 31.12.2022 г. е 12 147 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. „Когрийн“ ООД посочва същия мотив, който е бил посочен и в обосновката за предходните два ценови период, че в справките на дружеството за цени, подавани към КЕВР, е допусната техническа грешка, като е посочена стойността само на единия когенератор, като в ценовите справки за новия ценови период техническата грешка е отстранена. От представената Справка на дълготрайните активи се установява, че отчетната стойност на дълготрайните активи на дружеството към 31.12.2023 г. е 10 699 хил. лв.

Дружеството посочва, че прилага линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма за 15 г.

Размерът на оборотния капитал 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 от 620,00 лв./ $\text{knm}^3$ , 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.**

#### **Образуване на цените:**

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвезет/Недовзет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция: прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,47 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа:  $1,10 + 6,46 = 7,56$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 73,03 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Когрийн“ ООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Когрийн“ ООД</b>			
<b>1. Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Надвзет/недовзет приход от природен газ, хил. лв.	-62	0	100%
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Цена на природен газ, лв./кpm <sup>3</sup>	1 159	770	-33,56%

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Когрийн“ ООД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	354,32
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	176,62
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	125,54

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 15 035 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 14 308 хил. лв., от които условно-постоянни – 7062 хил. лв. и променливи – 7246 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 13 593 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,34%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 30 280 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh.

#### **15. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

„Оранжев Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“ предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 383,83 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжев Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

<b>Показател</b>	<b>Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh</b>	<b>Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh</b>	<b>Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>к. 1</b>	<b>к. 2</b>	<b>к. 3</b>	<b>к. 4</b>	<b>к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100</b>
Преференциална цена на	<b>454,24</b>	<b>454,24</b>	<b>383,83</b>	<b>-15,50</b>

електрическата енергия			
------------------------	--	--	--

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 750 лв./кнм<sup>3</sup>, в т. ч.: цена за пренос – 7,97 лв./кнм<sup>3</sup>, цена за капацитет – 89,60 лв./кнм<sup>3</sup>, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм<sup>3</sup>.

В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-81-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна **справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.**

Предвид горното, с писмо с вх. № Е-14-81-1 от 09.04.2024 г. дружеството е заявило, че „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „200 дка“ не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

„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 Оранжерийен комплекс „200 дка“. Производствената програма е както следва: прогнозни количества електрическа енергия-бруто (21 213 MWh), електрическа енергия за собствено потребление (1 043 MWh) и нетна електрическа енергия (20 160 MWh).

**2. Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2023 г., в размер на 8 399 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2023 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 – 750,00 лв./кнм<sup>3</sup>, разходи за консумативи – 100 хил. лв., разход за електрическа енергия – 50 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 123 хил. лв. и разходи за външни услуги – 45 хил. лв.

**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%) – 784 хил. лв., разходи за ремонт – 855 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен брой на персонала – 14 души) – 480 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 100 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 2 132 хил. лв.

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 от 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 3 238 хил. лв. и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, както и привлечен капитал в размер на 2 956 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 4,45%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,19%.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.**

**Образуване на цената:**

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи, не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е увеличена 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.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,45 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,01 + 5,41 = 5,42$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 71,87 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:**

<b>„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“</b>			
<b>1. Справка № 1 – „Разходи“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Надвзет приход от природен газ, хил. лв.	-376	0	100%
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, лв./kNm <sup>3</sup>	750	781,71	+4,23%

**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** лв./MWh,



дка“	без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	382,21
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	204,51

#### Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 9536 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8953 хил. лв., от които условно-постоянни – 4351 хил. лв. и променливи – 4602 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 9420 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,19%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 160 MWh.

#### 16. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 500 дка“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

„Оранжев Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 500 дка“ предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 384,43 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжев Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 500 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	380,15	380,15	384,43	+1,12

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопредетеглена прогнозна цена на природния газ – 750,00 лв./kNm<sup>3</sup>, в т. ч.: цена за пренос – 7,97 лв./kNm<sup>3</sup>, цена за капацитет – 89,60 лв./kNm<sup>3</sup>, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/kNm<sup>3</sup>.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-70-1 от 04.04.2024 г., от дружеството е изискана допълнителна справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.

Предвид горното, с писмо с вх. № Е-14-70-1 от 09.04.2024 г. дружеството е заявило, че „Оранжев Гимел“ АД, ТЕЦ „500 дка“ не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е представило следната обосновка:

**1. 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, като

натовареността на двата двигателя в централата през новия ценови период е прогнозирана на база предвижданата производствена програма на дружеството и климатичните условия в района.

**2. Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2023 г., в размер на 6 457 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2023 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. 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%.

**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.

**5. Променливи разходи** - променливите разходи за работа на ТЕЦ Оранжерия 500 дка през този ценови период, са изчислени при начална дата на периода - 01/07/2024г. и прогнозна обща цена за 1000 kNm<sup>3</sup> природен газ 750,00 лв./kNm<sup>3</sup> (без ДДС), в т.ч.: цена на природен газ в размер на 652,23 лв./kNm<sup>3</sup> (без ДДС); цена за пренос в размер на 7,97 лв./kNm<sup>3</sup> (без ДДС) и цена за капацитет в размер на 89,60 лв./kNm<sup>3</sup> (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 65 хил. лв.; разход за вода в размер на 5 хил. лв.; разход за електроенергия в размер на 75 хил. лв.; разходи за външни услуги в размер на 29 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ в размер на 97 хил. лв.

**6. Условно-постоянни разходи** – през следващия ценови период от дейността на когенерационната инсталация са заложили 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  $AN=4\%$ ) 571 хил. лв.; разходи за ремонт в размер на 820 хил. лв.; разходи за заплати в размер на 550 хил. лв.; разходи за социални осигуровки в размер на 120 хил. лв.; разходи, пряко свързани с регулираната дейност в размер на 1 122 хил. лв. и разходи за природен газ в размер на 3 241 хил. лв.

#### **7. 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” 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 посочва, че при така зададените изходни параметри, съгласно Справка № 3 Нормата на възвръщаемост към 31.12.2023 г. е в размер на 6,47%.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.**

#### **Образуване на цената:**

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е увеличена 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.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,58 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,01 + 3,31 = 5,42$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 72,01 лв./MWh.**

3. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопотеглена цена на капитала. Среднопотеглената цена на капитала е определена 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.

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

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

$$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC), \text{ където:}$$

където:

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

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

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

$DC$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

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

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

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б}),$$

където:

$NB_{Б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопотегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и

диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>22</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Ba1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	39%
3	Дял на собствения капитал	61%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11=(p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,31%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,31%.

<sup>22</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:

<b>„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“</b>			
<b>1. Справка № 1 – „Разходи“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Надвзет приход от природен газ, хил. лв.	-284	0	100%
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, лв./knm <sup>3</sup>	750	783,34	+4,44%

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	383,36
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	205,66

#### **Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 7246 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6839 хил. лв., от които условно-постоянни – 3183 хил. лв. и променливи – 3656 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 6457 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,31%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 199 MWh.

#### **17. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2024 г. за утвърждаване 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 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 446,40 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопотеглена прогнозна цена на природния газ – 800,00 лв./knm<sup>3</sup>, в т. ч.:

- цена за пренос – 8,00 лв./knm<sup>3</sup>;
- цена за капацитет – 89,60 лв./knm<sup>3</sup>, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm<sup>3</sup>.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

<b>Показател</b>	<b>Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh</b>	<b>Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh</b>	<b>Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>к. 1</b>	<b>к. 2</b>	<b>к. 3</b>	<b>к. 4</b>	<b>к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100</b>
Преференциална цена на	424,93	424,93	446,40	+5,05

електрическата енергия			
------------------------	--	--	--

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 800 лв./kNm<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-73-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.

Предвид горното, с писмо с вх. № Е-14-73-1 от 09.04.2024 г. дружеството е заявило, че „Оранжерии Гимел II“ ЕООД не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

**„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило обосновка, както следва:**

**1. Производствената програма** е разработена при параметрите на инсталацията с инсталирана електрическа мощност 3,044 MW и топлинна мощност 3,035 MW.

Представена е производствена програма за новия регулаторен период с прогнозни количества електрическа енергия - бруто (7 529,68 MWh), собствено потребление (382,08 MWh) и нетна електрическа енергия (7 147 MWh).

**2. Инвестиционна програма** – отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите, е в размер на 6 704 хил. лв., в т. ч.: 239 хил. лв. – сгради; 507 хил. лв. – представляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийният комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др.; 5 958 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на дружеството.

Включените към дълготрайните материални активи на ко-генерационната инсталация част 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.

**3. 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.

**4. Променливи разходи** за работа на ко-генерационната инсталация са изчислени при следните изходни параметри: начална дата на работа на когенератора – 01/07/2024 - цена за природен газ – 800 лв./kNm<sup>3</sup>

Променливите разходи за първата прогнозна година, са както следва:

- разход на природен газ – 1 616 хил. лв.;
- разход за закупена енергия – 50 хил. лв.;
- разход за консумативи – 45 хил. лв.;
- разход за външни услуги – 80 хил. лв.;
- разходи за акциз на природен газ – 46 хил. лв.

**5. Условно-постоянни разходи** – разходи за амортизация – 413 хил. лв.; разходи за ремонт – 548 хил. лв.; разходи за заплати – 540 хил. лв.; разходи за социални осигуровки – 95 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 426 хил. лв.

**6. 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. рефинансирани на инвестиционни плащания по ТЕЦ „Оранжерия Левски“ и собствен капитал в проекта - 2 млн. лева.

При така зададените изходни параметри, съгласно Справка №3 **нормата на възвръщаемост е 5,53%**.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.**

#### **Образуване на цената:**

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзети приходи от разлики в цената на природен газ“, формираща условно-постоянните разходи не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,47 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,10 + 3,98 = 5,08$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 71,55 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Оранжерии Гимел II“ ЕООД</b>			
<b>1. Справка № 1 – „Разходи“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Надвзет приход от природен газ, хил. лв.	-143	0	100%
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, лв./knm <sup>3</sup>	800	765,40	-4,33%



След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Оранжерии Гимел II“ ЕООД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	447,16
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	269,46

#### Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 4152 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3932 хил. лв., от които условно-постоянни – 2165 хил. лв. и променливи – 1767 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3985 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,53%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7147 MWh.

#### 18. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 432,63 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	384,89	384,89	432,63	+12,40

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-76-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана информация и документи, както следва: попълнен образец на заявление за утвърждаване на цени; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; заверени копия на всички сключени договори за доставка на природен газ за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на

изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; 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); неверителен вариант на заявлението с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

Изискваната информация не е предоставена от дружеството към датата на изготвяне на настоящия доклад.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,027 MW.**

#### **Образуване на цената:**

В справка № 4 „ТИП в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,15 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 66,15 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Инертстрой-Калето“ АД</b>			
<b>1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение</b>
Природен газ – лв./kNm <sup>3</sup>	1550	713,91	-53,94%

**След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Инертстрой-Калето“ АД</b>		<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия		261,49
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		83,79

#### **Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 7118 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6847 хил. лв., от които условно-постоянни – 2785 хил. лв. и променливи – 4062 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5192 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,42%;

- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

### 19. ЧЗП „Румяна Величкова“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-59-2 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 299,18 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 89,93 лв./MWh без ДДС.

С писмо с вх. Е-14-59-2 от 17.04.2024 г. дружеството е направило корекция на предложената за утвърждаване цена на топлинна енергия с гореща вода от 89,93 лв./MWh. на 63,70 лв./MWh.

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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	392,18	392,18	299,18	-23,71
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	112,53	112,53	63,70	-43,39

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 917,00 лв./kNm<sup>3</sup>, при долна работна калоричност 8 200 kcal/kNm<sup>3</sup>.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-59-2 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация и документи, както следва: ценови модел (справки от № 1 до № 9) с прогнозната информация за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., попълнен в съответствие с Указанията-НВ; ценовият модел на хартиен носител, подписан; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4), като във файла с наименование „Prilozhenie-4-2024“ е изискано дружеството да попълни данните за 2022 г. и за 2023 г.; справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. (Приложение № 6), като във файл с наименование „Prilozhenie-6-2024“ е изискано дружеството да попълни данните за 2022 г.; справка, съдържаща информация за предходните три

календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТТЕ; заверени копия на всички сключени договори за доставка на природен газ за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; неупореден вариант на заявлението с вх. № Е-14-59-2 от 01.04.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложенияте 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-14-59-2 от 17.04.2024 г. дружеството е представило изисканата информация. В допълнение, дружеството е заявило, че произведената топлинна енергия се ползва само за собствено потребление, а така също, че няма информация, която да се счита за защитена по закон, поради което не прилага неупореден вариант на заявлението.

### **ЧЗП „Румяна Величкова“ е представило следната обосновка:**

**Производствената програма:** дружеството посочва, че отчетът за планираните и изпълнени за 2023 година технико-икономически показатели и за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са представени в Приложение № 3. Производствената програма на когенератора е подчинена на програмата на оранжерията. През 2023 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 2023 г. когенераторът е работил 2 520 часа, като е произведена 4232 MWh, от които нетна електрическа енергия 3 940 MWh и е опусната 4 175 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия, съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

**Амортизационни отчисления:** през 2022 г. са извършени текущи ремонти по когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за експлоатационен сервис с фирмата, която сервисно обслужва когенерационната инсталация. Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2023 г. възлизат на 1 471 хил. лв., като адекватно на стойността на ДМА, са калкулирани стойностите на амортизационните отчисления.

**Разходите за труд:** дружеството посочва, 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:** другите 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 2023 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 1,85 MW.**

**Образуване на цената:**

В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,96 лв./MWh;
3. Пренос – 1,04 лв./MWh;
4. Достъп – 2,93 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 69,93 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:**

<b>ЧЗП „Румяна Величкова“</b>			
<b>1. Справка 4 – „ТИП в производството“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Природен газ, лв./knm <sup>3</sup>	917	749,03	-18,32%

**След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>ЧЗП „Румяна Величкова“</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	260,48
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	82,78
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	72,13

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 1 910 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 910 хил. лв., от които условно-постоянни – 634 хил. лв. и променливи – 1 276 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 449 хил. лв.;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 700 MWh.

**20. „АЛТ КО“ ЕООД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-58-1 от 19.04.2024 г. за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. преференциална цена на електрическа енергия – 207,41 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Алт

Ко“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	271,60	271,60	207,41	-23,63%

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 882,18 лв./кнм<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС).

**„Алт Ко“ ЕООД е представило следната обосновка:**

В Справка № 1 – „Разходи за производство“ са отразени разходите за ремонт (210 хил. лв.), които са нараснали спрямо предходните периоди поради индексация на договора с „Филтър“ ООД. В същата справка, в графа „услуги за граждански договори“ е посочен разход от 49 хил. лв., дължащ се на изискването от страна на „Филтър“ ООД за ангажиране на високо квалифициран специалист с инженерно образование и компютърна грамотност от най-висок клас, който да извършва мониторинг и анализ на технологичните данни на ко-генерационната система.

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 2023 г. и месеците 01-04 на 2024 г. Дружеството не е участник в схемата на парниковите емисии, поради което количества емисии CO<sub>2</sub> 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 2023 г. и справки съгласно ЕССО.

**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 263 хил. лв. са приети съгласно договор с „Филтър“ ООД на база 5000 часа работа на централата при индексирана цена по договора;
- разходите за заплати са прогнозирани в размер на 360 хил. лв., като същите са увеличени спрямо предходния регулаторен период, което се дължи на увеличение на минималната работна заплата от страна на държавата, което неимуемо 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 5 хил. лв. за възнаграждение на специалист по мониторинг и анализ на работата на централата, като тези разходи са намалени от 49 хил. лв. през предходния регулаторен период на база целогодишната му работа;

- 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.

Посочва се, 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. Дружеството планира производство на електрическа енергия за новия регулаторен период в размер на 8 400 MWh и топлинна енергия 8 235 MWh. Относно намаленото прогнозно производство спрямо предходния период посочват, че се дължи на не подновен договор с контрагент.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 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“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 67,62 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $0,91+2,78 = 2,90$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 71,31 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Алт Ко“ ЕООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Алт Ко“ ЕООД</b>			
<b>1. Справка № 2 – „РБА“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Оборотен капитал, хил. лв.	344	300	-12,79%

<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, лв./kmm <sup>3</sup>	882,18	769,51	-12,77%

След извършената по-горе корекция, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Алт Ко“ ЕООД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	188,98
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	11,28

#### Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 2553 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2500 хил. лв., от които условно-постоянни – 861 хил. лв. и променливи – 1639 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1155 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8070 MWh.

#### 21. „БРИКЕЛ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-31-2 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 635,49 лв./MWh без ДДС;
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 121,81 лв./MWh без ДДС.

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

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	455,25	455,25	635,49	+39,59
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	100,60	100,60	121,81	+21,08



Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на въглищата – 250,93 лв./t с долна работна калоричност 2 360 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 066,31 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-31-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период; подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. 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; годишен финансов отчет за 2023 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. С писмо с вх. № Е-14-31-2 от 12.04.2024 г. дружеството е предоставило изискваната информация, а именно: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub>; декларация от изпълнителния директор, че приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия. През 2023 г. „Брикел“ ЕАД не отчита такива приходи; предварителен годишен финансов отчет.

**„Брикел“ ЕАД 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 61,58% повече от отчетената през базисната година и е в размер на 1 426 693 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 3 626 MWh или 25,53%. Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградуси, ръст на клиентите и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

**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 е изчислено 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 високо ефективно комбинирано производство, при  $\Delta F \geq 10\%$ . Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 255 882 MWh, а за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. се планира да бъдат произведени 450 000 MWh.

**Продадена електрическа енергия:** през 2023 г. дружеството отчита нетно производство на електрическа енергия 119 351,741 MWh. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. планираното количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100 ал. 6 от ЗЕ е в размер на 250 000 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 компенсирание с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ, сключен с Фонд „СЕС“.

**Електрическа енергия за собствено потребление:** прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2023 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 намаляване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ с 5,88%, спрямо отчетените през базовата 2023 г. 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 2023 г. отчита извършени ремонти на стойност 9 051 хил. лв. За новия ценови период са планирани разходи за ремонт в размер на 9 956 хил. лв., 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 2023 г. са подкрепени със съответните разходни документи, като общата изразходвана сума е 16 412 хил. лв. Реализирани са 2 инвестиционни проекта, като единият проект е в развитие от предходните години. През януари 2023 г. обект „Система за непрекъснат мониторинг на емисии след СОИ-1“ е закрит. На 1 януари 2024 г. във връзка с финализиран етап от строителството на инвестиционен обект „Депо за неопасни отпадъци“, приет надлежно от оторизирана комисия, е увеличена стойността на 2 броя ДМА общо със 74 277 хил. лв. Увеличението на активите е отразено в Справка № 2 – „РБА“ за прогнозния период.

Дружеството предвижда да продължи работата по проекти „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“.

**Регулаторна база на активите** – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2023 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 198 919 хил. лв. Ползният 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, предвид обусловената технологична взаимобвързаност между

„Брикетопроизводство“ и „Електропроизводство“. 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 30 675 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 30 634 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия – 41 хил. лв.

**Норма на възвръщаемост** – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е в размер на 5%, използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2023 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“ ЕАД 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 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. разходите за амортизации са увеличени спрямо 2023 г. с годишното амортизационно отчисление, съответстващо на 15 годишен амортизационен план за финализиран етап от строителството на инвестиционен обект №111015 „Депо за неопасни отпадъци“.

**Разходи за работна заплата и осигуровки** – „Брикел“ ЕАД посочва, че отчетената в дружеството средна работна заплата през базисната 2023 г. е 1 834 лв. и същата изостава с 41% спрямо средната брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2023 г. в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 3 133 лв., съгласно данни на НСИ. Дружеството е заложило увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 19,62% в съответствие с увеличението на минималната работна заплата от началото на 2024 г. на 933 лв. Увеличението е със 153 лв. или 19,62% 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 2023 г. възлизат на 21 292 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 16 380 хил. лв. и за осигуровки 4 912 хил. лв.

За новия ценови период необходимите разходи за заплати са завишени на 19 594 хил. лв., а разходите за осигуровки 5 876 хил. лв.

Дружеството посочва, че отчетената в България инфлация, за м. декември 2023 г. спрямо м. декември 2022 г. е 4,7%, по данни на НСИ.

**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите** – те са увеличени спрямо отчетната 2023 г. с 4,7% на 3 593 хил. лв. Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период и са коригирани с размера на отчетената инфлация от НСИ през 2023 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. Разходите за горива също са увеличени с 4,7% спрямо базисната 2023 г., поради отчетеното повишение на международните пазари, което влияе и на цените на горивата в България. По отношение на лицензионните такси са заложили разходи, пропорционални на завишената производствена програма за новия ценови период.

**Присъдени юрисконсултски възнаграждения** – през 2023 г. „Брикел“ ЕАД не отчита приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

**Променливи разходи** – те са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2023 г.

**Основно гориво** – през месец януари „Мини Марица Изток“ ЕАД с писмо с № ПТО-01-22 от 18.01.2024 г. е известило дружеството, че от месец април следва да очаква увеличение на цените на доставяните въглища. Очакваното увеличение е съществено – около 30%. С допълнително споразумение от 20.02.2024 г. от „Мини Марица Изток“ ЕАД са увеличили транспортните разходи за доставка на въглищата от Рудник „Трояново-1“ с 34% от 0,96 лв./тнг на 1,29 лв./тнг., а разходите за доставки в празнични дни са увеличени както следва: от 1,92лв./тнг на 3,19лв./тнг за Рудник „Трояново-1“ и от 0,96лв./тнг на 1,73лв./тнг за Рудник „Трояново-3“.

Във връзка с горното, разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ, за прогнозния регулаторен период са изчислени на база гореописаните обстоятелства и цената на въглищния микс е увеличена с 8,8%. Останалите разходи за горива са изчислени, като са запазени както отчетните цени на отделните потоци в горивния микс, така и калоричността му на нивото на базовата година.

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. 12.2023 г. цената на въглищния микс е 232,40 лв./тнг при калоричност 2 360 ккал/кг, а цената на разхода на биомаса е 85,86 лв./тнг. Въз основа на прогнозните количества горива и складова наличност към 01.03.2024 г., за новия период цената на въглищния микс е 250,93 лв./тнг при калоричност 2 360 ккал/кг, а цената на разхода на биомаса е 87,83 лв./тнг.

Количеството на необходимия мазут за новия регулаторен период е запазено на нивото на 2023 г., в размер на 1 066,31 лв./т. 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 219,22 g/kWh и за топлинна енергия 119,72 kg/MWh.

Разходи за вода за производство на електрическа и топлинна енергия, касаещи закупуването от НЕК ЕАД – Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията, не са заложили, поради неприключил съдебен спор относно дължимия размер.

Разходите за закупена енергия и балансиране възлизат на 5 263 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно хранване 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 3 544 хил. лв., от които с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии. Разходите са прогнозирани на база отчетени през 2023 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги възлизат на 1 368 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Разходите за електрическа енергия, консумативи и външни услуги са завишени с размера на отчетената през 2023 г. инфлация.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове – емитираните количества въглеродни емисии са съгласно верифициран годишен доклад на „Брикел“ ЕАД за 2023 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 7 497 хил. лв.

Прогнозното количество 408 483 тона емитирани CO<sub>2</sub> за периода 01.07.2024-30.06.2025 г., са изчислени на база прогнозен горивен микс, пропорционален на отчетеното през 2023 г., необходим за изпълнение на производствената програма.

Изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишни емисии (публикуван на страницата на ИАОС), като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2023 г.

Необходимите годишни разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са получени като е направено допускане за прогнозна цена на емисиите като отчетната цена през базовата година.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.**

### Образуване на цените:

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ са извършени следните корекции:

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 288 138,5 t (заявени от дружеството) – 224 372,5 t (безплатни) = 63 766 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 63 766 t = 8 730 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 1 474,26 t мазут, 514 697,95 t въглища и ВЕИ 182 294,34 t, съгласно заявените от дружеството.

2. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопотеглена цена на капитала. Среднопотеглената 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.

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

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

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC)$ , където:

където:

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

*D<sub>СК</sub>* – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>СК</sub>* – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

*DC* – корпоративният данък по ЗКПО, %;

*D<sub>ПК</sub>* – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>ПК</sub>* – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$НВск = НВб + \beta L * (НВп - НВб),$$

където:

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;

НВп – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>23</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на

<sup>23</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	14%
3	Дял на собствения капитал	86%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България (р.7=р.5+р.6)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК (р.9=р.8+р.4*(р.7-р.8))	5,52%
10	Цена за обмен капитал преди данъци (р.10=р.6+р.8)	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (р.11= (р.3*р.9+р.2*р.10*(1-10%))/(1-10%))</b>	<b>6,37%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,37%.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

<b>„Брикел“ ЕАД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>			
Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), хил. лв.	47 338	8 730	-81,5%
<b>Справка № 2 - „РБА“</b>			
Регулаторна база на активите, хил. лв.	184 854	180 051	-2.6%
<b>Справка № 4 – „ТИП в производството“</b>			
Прогнозни количества емисии CO <sub>2</sub> , t	288 138,5	63 766	-78%
Прогнозна цена закупени емисии CO <sub>2</sub> , лв./t	164,29	136,91	-17%

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Брикел“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	540,87
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	363,17
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	105,96

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 230 035 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 218 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 50 602 хил. лв. и променливи – 167 956 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 180 051 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,37%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 268 100 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 201 MWh.

**22. „СОЛВЕЙ СОДИ“ АД**

Дружеството е представило чрез Единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-ЗСК-22 от 02.04.2024 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което са приложени документи на електронен носител, съгласно подробен опис.

С писмо с изх. № Е-ЗСК-22 от 09.04.2024 г. от дружеството е изискано да представи:

попълнени Приложения № 2, № 3, № 4 (за 2022 г., за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.) и № 6 (за 2022 г. и за 2023 г.); отчетна информация за 2023 г. и за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за електрическата енергия, бруто, собствени нужди, нето, в т. ч.: собствено потребление, продажба на потребители, БНЕБ ЕАД, други, в MWh; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; отчет и анализ за изпълнение на ремонтна и инвестиционна програми за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., по обекти в ТЕЦ и с посочени отчетни стойности; прогнозна инвестиционна и ремонтна програми за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. с посочени планирани мероприятия и техните стойности; годишен финансов отчет за 2023 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; справки и пояснения относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; верифициран доклад на „Солвей Соди“ АД до Изпълнителна агенция по околна среда за 2023 г.; попълнен формуляр за докладване на годишни емисии за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., с включени прогнозни данни за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2025 г.; справка за закупени количества квоти за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) за 2023 г. и за ценовия период 01.07.2023 – 30.06.2024 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни квоти CO<sub>2</sub>, разпределени на дружеството; попълнен формуляр за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) с прогнозно количество квоти за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и справка за количеството безплатни квоти CO<sub>2</sub> (чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО) за същия период; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; заверени копия на всички сключени договори за доставка на петрококс,



въглища, пелети, дизел/газъл за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към първоначалното заявление и по отношение на допълнително представената информация и документи, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ); доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението; неверителен вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

Изисканата информация и документи са представени със заявление с вх. № Е-14-78-2 от 17.04.2024 г. на хартиен и електронен носител.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 762,36 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 47,04 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	563,18	563,18	762,36	+35,36
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	76,86	76,86	47,04	-38,80

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 186,17 лв./t, с долна работна калоричност 6 000 kcal/kg;
- газъл – 1 664,09 лв./t, с долна работна калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 244,34 лв./t с долна работна калоричност 4000 kcal/kg.

#### „Солвей Соди“ АД е представило следната обосновка:

**Производствена програма** – единственият консуматор на топлинна и електрическа енергия през 2023 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД.

Производствената програма за 2023 е изпълнена на 85% по отношение на електропроизводство и на 87% по отношение на производство на топлинна енергия. Дружеството посочва, че основна причина за това е намаленото потребление от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат вследствие на пониженото търсене на тези продукти на световните пазари. Очакванията за регулаторния

период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са за изпълнение от около 93% поради повишеното търсене през месеците март – юни 2024 г.

Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период, 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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<sub>2</sub>.

#### **Условно-постоянни разходи:**

- **Разходите за амортизации** са прогнозираны 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. Повишението спрямо отчет 2023 г. се дължи на повишените цени на основни материали и услуги. Приложени са детайлни справки по основни съоръжения за реализираните разходи през 2023 г. и планираните за 2024 г. и 2025 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. Увеличената прогноза с 5% на тези разходи през регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо отчета за 2023 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор, който отчита и натрупаната инфлация през 2023 г.

- **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, са прогнозираны 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са увеличени с 8% спрямо отчетната 2023 г. въз основа на натрупаната инфлация през миналата година и вече индексирани договори с голяма част от поддоставчиците.

#### **Променливи разходи**

- **Разходите за горива** за новия регулаторен период са определени съгласно указанията на Комисията, като среднопретеглена стойност на складови наличности към 01.03.2024 г. и среднопретеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ лева за долар 1,80911, валиден към 01.04.2024 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.

- **Разходи за емисии на парникови газове** за предстоящия ценови период са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма при текуща пазарна цена от 57,77 евро/t CO<sub>2</sub>.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 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“ са извършени следните корекции:

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 646 000 t на ниво отчет 2023 г. за относително същото производство в централата.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 646 000 t = 72 990 хил. лв.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са **220,48 t газьол, 431 272,18 t въглища и ВЕИ 24 676,67 t, съгласно заявените от дружеството.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи за следващия ценови период са следните:**

<b>„Солвей Соди“ АД</b>			
<b>1. Справка № 2 – „РБА“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Оборотен капитал, хил. лв.	23 925	28 744	+20,14%
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“</b>			
Количество прогнозни емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), t CO <sub>2</sub>	850 559	646 000	-24.05%

**След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Солвей Соди“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>655,07</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>477,37</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>45,32</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 228 817 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 221 473 хил. лв., от които условно-постоянни – 39 395 хил. лв. и променливи – 182 078 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 141 218 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,20%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 172 030 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 562 323 MWh.

**23. „ТЕЦ ГОРНА ОРЯХОВИЦА“ ЕАД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-55-3 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 604,50 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 228,45 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	418,83	418,83	604,50	+44,33
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	175,20	175,20	228,45	+30,39

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 – 809,99 лв./кнм<sup>3</sup> с долна работна калоричност 8 290 kcal/кнм<sup>3</sup>;
- въглища – 541,32 лв./t с долна работна калоричност 5 100 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 234,86 лв./t с долна работна калоричност 3 950 kcal/kg).

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цена на топлинна енергия и определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-55-3 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация и документи, както следва: подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. 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 СО<sub>2</sub> за последния ценовия период; допълнителна справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.

С писмо с вх. № Е-14-55-3 от 12.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата допълнителна информация, както следва: декларация от представляващия дружеството, че няма получени приходи от юрисконсултски възнаграждения; заверени копия на разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии СО<sub>2</sub> за последния ценовия период и справка към тях; справка с отчетна информация за 2021 г., 2022 г., 2023 г. в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

**„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило следната обосновка:****Условно постоянни разходи**

**Разходи за амортизации** – за 2023 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 522 хил. лв. Отчитането на дълготрайните активи и амортизиациите в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние. Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в 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. Амортизиациите започват да се начисляват от месеца, следващ месеца, в който е въведен активът. Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лева. През периода 2024 г. – 2025 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 17 000 лв. Дружеството прилага справка № 1 инвестиционна програма и справка № 2 – отчет на извършените инвестиции през 2023 г. На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на топло и електроенергия. ДМА, участващи при комбинираното производство на топлоенергия и електрическа енергия, се приемат като „общи“ за производството, например без парогенераторите и съоръжения към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като общи за комбинираното производство. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия, са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлоенергия са РОУ и БРОУ, Бойлерна станция. При „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлоенергия и инсталации за пренос. Консуматорите на топлоенергия са свързани с паропроводи на колектор бАта, захранващ се с отработена пара след турбината. Дружеството прилага **справка № 3**, където ДМА са разделени съответно за производство на топло и електроенергия и общо за двата продукта за периода 2023 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. Планирани са ремонти на съоръжения в химичен цех, топлосилов цех и Въгледодаване. Дружеството е приложило справка № 4 – ремонтна програма за периода 2024 г. – 2025 г. Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед поддръжката на съоръженията и тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите. В справка № 5 дружеството е приложило отчета за извършените ремонтни мероприятия за 2023 г.

**Разходи за заплати и възнаграждения** - за новия ценови период разходите за заплати и възнаграждения са 1 958 хил.лв., а за отчетната 2023 г. са 1 565 хил. лв. През 2023 г. дружеството работи със 70 бр. средносписъчен състав.

За ценовия период 2024 г. - 2025 г. разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала по време на работа е оптимизиран до 68 бр. Поради повишаването на минималната работна заплата и изравняването ѝ с някои основни работни заплати се налага промяна на същите и актуализация на другите, за да се намали текучеството на персонала и попълването на незаети позиции в структурата на дружеството. Предвидени са и средства за изплащане на

обезщетения при пенсиониране, поради навършване на пенсионна възраст на някои работници. Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата. Дружеството отбелязва също, че повишаването на заплатите е свързано и с поставена цел от ръководството, за доближаване към средната работна заплата в сектор „Топлоенергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот за региона на работещите в дружеството.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** - разходите за 2024 г. – 2025 г., включени в тази част, са увеличени спрямо 2023 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2023 г. Увеличени са горива за автотранспорт, застраховки, данъци и такси, питейна вода и осветление. Намалени са наеми и проверка на уреди.

**Обосновка променливи разходи** - тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

**Цената на въглищата** за 2024 г. – 2025 г. е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2024 г. и цена на недостиг на количеството за изпълнение на заложената програма, като дружеството прилага **справка № 6**.

**Цената на природния газ** - включва пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД за количества до 528 MWh, същата е определена спрямо цената за м. март 2024 г.

**Цена на биогориво:** за новия вид гориво е приключила процедурата по актуализация на комплексно разрешително № 54/2005 г. с Решение за актуализация № 54-Н0-И0-А7-ТГ1/2021 г., съгласно което се разрешава употребата на „биомаса“ като гориво, отговарящо на определението, съгласно §1, т. 1 от Допълнителните разпоредби на Закона за управление на отпадъците. Цената е предвидена съгласно проучвания на пазара за слънчогледови пелети.

**Разходите за закупуване на вода, консумативи** (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на топло и електроенергия, и на база промени в цените за закупуването им.

**Обосновка на СН<sub>ел.</sub>** на централата в **справка № 4** и разходите за закупуване на електрическа енергия в **справка № 1** от **Справки от № 1 до № 9**. СН<sub>ел.ен</sub> на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2023 г. и прогнозата за производството на топло и електроенергия, съгласно наличните производствени мощности и съгласно подхода на Комисията от предходните регулаторни периоди.

**Разходите за закупена електро енергия** са съобразени с работата на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, а именно:

- Изграждането на водооборотен цикъл налага допълнително закупуване на електрическа енергия за захранване на помпи оборотна вода;
- Провеждане на една кампания със „Завод за захар“;
- Прогнозирана е по-висока цена на купена електрическа енергия, поради тенденцията за нейното увеличение.

**Разходите за външни услуги** са идентични с отчет 2023 г.

**Разходите за акциз на въглища и газ** са съгласно удостоверение за ОАКП.

**Разходи за емисии парникови газове** през ценови период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.: за 2023 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са в размер на 21 348 t. Определени за ТЕЦ безплатни квоти са 16 361 t. През 2023 г. са изгорени 17 082,700 t въглища и 43,739 km<sup>3</sup> природен газ, които емитират

34 587 t CO<sub>2</sub>. Поради тази причина количествата квоти за въглеродни емисии за закупуване са 18 226 t, като средствата за покупка на квоти за 2023 г. са в размер на 2 662 хил. лв.

Дружеството посочва, че за ценовия период 2024 г. – 2025 г. е предвидено да бъдат изгорени 5 815 t въглища и 20 knm<sup>3</sup> природен газ. Тези горива ще емитират общо 11 853 t емисии от въглероден диоксид. Те 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 2023 г. За 2024 г. безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД са 7 329 t от квотите на „Захарни заводи“ АД, като остават за закупуване още 4 524 t. Средната цена за периода 2024 г. – 2025 г. е определена на 80,00 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е планирана сума за закупуване в размер на 708 хил. лв.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 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“ са извършени следните корекции:

2.1. Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е увеличена 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.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 58,67 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 17,32+0,79 = 18,11 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 76,78 лв./MWh.**

2.2. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 4 524,00 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 4 524,00 t = 619 хил. лв.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са **20 knm<sup>3</sup> природен газ, 5 815 t въглища и 2 151 t ВЕИ**, съгласно заявеното от дружеството.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи за следващия ценови период са следните:**

<b>„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД</b>			
<b>1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Природен газ, лв./knm <sup>3</sup>	809,99	824,55	+1,80%
Средна цена на закупени емисии парникови	146,46	136,91	-6,52%

газове (CO <sub>2</sub> ), лв./t			
----------------------------------	--	--	--

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>573,45</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>395,75</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>228,26</b>

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 9 272 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 992 хил. лв., от които условно-постоянни – 4227 хил. лв. и променливи – 4 765 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 389 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,20%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 635 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 34 000 MWh.

#### 24. „ДЕКОТЕКС“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. Е-14-61-1 от 02.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 494,76 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 126,05 лв./MWh без ДДС;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 126,05 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Декотекс“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

<b>Показатели</b>	<b>Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh</b>	<b>Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh</b>	<b>Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>к. 1</b>	<b>к. 2</b>	<b>к. 3</b>	<b>к. 4</b>	<b>к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100</b>
Преференциална цена на електрическата енергия	395,78	395,78	494,76	+25,00
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	182,28	182,28	126,05	-30,85



Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	182,28	182,28	126,05	+30,85
--------------------------------------------------------------------	--------	--------	--------	--------

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 980 лв./knm<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-61-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация, както следва: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление; копия на действащи договори за покупко-продажба на електрическата енергия; копия на действащи договори за доставка на природен газ; обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; неверителен вариант на заявлението и приложенията към него, в което да са заличени данните, които дружеството счита за защитени по закон. С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 16.04.2024 г. дружеството е представило исканата информация.

**С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 16.04.2024 г. „Декотек“ АД е представило следната обосновка:**

**Условно постоянни разходи** – общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. е 1 989 хил. лв.

**Разходи за амортизации** – планирани са в съответствие с въведените в експлоатация нови ДМА в размер на 187 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 68 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 119 хил. лв. за електрическата енергия.

**Разходи за ремонт** – за отчетния ценови период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. са достигнати разходи за ремонт в размер на 344 хил. лв. Прогнозните разходи за ремонт за ценови период 01.07.2024 - 30.06.2025 г. са в размер на 520 хил. лв. Разходите, които се предвиждат за ремонтни дейности са: ремонт на стартерна група – 40 хил. лв. и ремонт на турбо – 480 хил. лв.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – те са в общ размер на 934 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 290 хил. лв. са изчислени на база предвидените работни часове на системата.

**Променливи разходи** – планирани са изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

**Регулаторна база на активите** е в размер на 3 793 хил. лв. към 31.12.2023 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2023 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 730 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

**Норма на възвръщаемост** - за новия ценови период 2024 г. – 2025 г. е в размер на 5,32%, изчислена съгласно Указания-НВ като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2023 г.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 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“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,56 лв./MWh;

2.3. Пренос – 1,04 лв./MWh;

2.4. Достъп – 6,37 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 72,97 лв./MWh.**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Декотекс“ АД за следващия ценови период са следните:

<b>„Декотекс“ АД</b>			
<b>1. Справка № 2 – „РБА“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
Оборотен капитал, хил. лв.	730	451	-38,22%
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, лв./knm <sup>3</sup>	980	790,65	-19,32%

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Декотекс“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	449,91
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	272,21
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	109,90
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	109,90

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 3 700 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 513 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 989 хил. лв. и променливи – 1 524 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 514 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,32%;

- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 050 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 190 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 163 MWh.

### **25. „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-12-00-174 от 10.04.2024 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 01.07.2024 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 190,52 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 183,38 лв./MWh без ДДС;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 472,96 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	354,62	354,62	472,96	+33,37
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	163,56	163,56	190,52	+16,48
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	155,87	155,87	183,38	+17,65

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 441,15 лв./kNm<sup>3</sup>, при долна работна калоричност 8 203 kcal/kNm<sup>3</sup>.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цена на топлинна енергия и определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-12-00-174 от 15.04.2024 г. от дружеството е изискана информация и документи, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ от ценовия модел с

прогнозната информация за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., подписана и представена на хартиен носител; попълнено Приложение № 2 за прогнозния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., по отношение на параметрите на природния газ; годишен финансов отчет за 2023 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; заверени копия на всички сключени договори за доставка на природен газ за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; неупореден вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-12-00-174 от 24.04.2024 г. дружеството е представило частично изискваната информация и документи, а именно: Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ от ценовия модел с прогнозната информация за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; попълнено Приложение № 2 за прогнозния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., по отношение на параметрите на природния газ; годишен финансов отчет за 2023 г. (без приложения), придружен със справка на нетекущите (дълготрайни) активи към 31.12.2023 г.; декларация от представляващия дружеството, че в периода от 01.07.2023 г. до датата на декларацията (22.04.2024 г.) „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД не е осъществявало производство на електрическа енергия.

**„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД е представило следната обосновка:**

**Условно постоянни разходи** – планирани са в общ размер на 1 667 хил. лв.

**Разходи за амортизации** - амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2023 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност - 108 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 30 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 78 хил. лв. за електрическата енергия.

**Разходите за ремонт** са в размер на 642 хил. лв. Те 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 236 хил. лв.

**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 2 221 хил. лв. към 31.12.2023 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2023 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.

**Норма на възвръщаемост** на капитала за ценови период е в размер на 7.78 %, изчислена съгласно Указания-НВ, като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2023 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.**

**Образуване на цените:**

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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.

1.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,15 лв./MWh;

1.3. Пренос – 1,03 лв./MWh;

1.4. Достъп – 2,46 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 69,64 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД</b>			
<b>1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
Природен газ, лв./кнм <sup>3</sup>	1441,15	748,62	-48,05%

**След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	306,44
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	128,74
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	152,62
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	144,60

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 5 423 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 273 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 3 606 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 936 хил. лв.;
  - 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.

## 26. „ДИМИТЪР МАДЖАРОВ - 2“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-63-1 от 15.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. С посоченото заявление, дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия в размер на 298,65 лв./MWh, без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-63-1 от 18.04.2024 г. на КЕВР, с оглед установени несъответствия, явяващи се явни фактически грешки, между преференциалната цена на електрическа енергия, посочена в заявлението и получената в ценовия модел (Справка № 4 – „Технико-икономически показатели в производството“) и на основание чл. 42, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 25, ал. 2 от НРЦТЕ от „ДИМИТЪР МАДЖАРОВ - 2“ ЕООД е изискано да представи следното: коригирано заявление в частта му по т. 1.1., ведно с коригиран ценови модел (за дружество без лицензия) с коректно попълнени прогнозни данни за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., с оглед тяхното съответствие; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; годишен финансов отчет за 2023 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; 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); неуповителен вариант на заявлението с вх. № Е-14-63-1 от 15.04.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-14-63-1 от 09.05.2024 г. „ДИМИТЪР МАДЖАРОВ - 2“ ЕООД е представило коригирана информация и документи, с изключение на одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., като заявителят е посочил, че същият не е изготвен. Към писмото дружеството е представило изменено заявление, с което е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия в размер на 304,59 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „ДИМИТЪР МАДЖАРОВ – 2“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-

				к.3/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	*	-	304,59	-

\*Съгласно Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. по т. II, на основание чл. 42, ал. 3 от НРЦЕЕ Комисията е оставила без разглеждане заявление с вх. № Е-14-63-1 от 29.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, подадено от „ДИМИТЪР МАДЖАРОВ – 2“ ЕООД, и е прекратила образуваното административно производство.

В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ дружеството не е посочило прогнозни цени на горива, с които са извършени изчисленията за предложената преференциална цена на електрическата енергия.

#### **Дружеството е представило следната обосновка:**

На площадката на предприятие за месопреработване „Димитър Маджаров-2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност на централата:  $E = 835 \text{ kW}$  и топлинна мощност  $Q = 1\,042 \text{ kW}$ . Комбинираното производство се осъществява чрез ко-генератор тип „JMS 316D037C05“. Отделно от ко-генератора, на същата площадка има инсталиран котел „ПКМ-2,5“ за производство на пара. Също така и като резерв: водогреен котел „PRESS-T1250“ и генератор за пара „STEAM 2000“.

Във връзка с новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., предприятието не предвижда увеличаване на производството на електрическа и топлинна енергия, тъй като електрическата мощност на предприятието е динамична и полученият излишък на електрическа енергия в порядъка на 5% - 25% от брутното производство на електрическа енергия се продава на свободния пазар чрез балансираща група. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление. През новия ценови период се предвижда увеличение на променливите разходи спрямо отчетените, което основно се дължи на прогнозния ръст на амортизация и в промяна в цените на някои от основните суровини: природен газ, вода и закупуване на електрическа енергия за нуждите на предприятието.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,835 MW.**

#### **Образуване на цената:**

След извършен анализ са определени следните цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ДИМИТЪР МАДЖАРОВ - 2“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	304,59
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	126,89

#### **Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 852 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 852 хил. лв., от които условно-постоянни – 696 хил. лв. и променливи – 156 хил. лв.;

- Регулаторна база на активите – 3 418 хил. лв.;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh.

### **27. „ОВЕРДРАЙВ“ АД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-69-1 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 601,40 лв./MWh (без ДДС).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Овердрайв“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	518,90	518,90	601,40	+15,90

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 350 лв./kNm<sup>3</sup>, при долна работна калоричност 8 320 kcal/kNm<sup>3</sup>.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-69-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана информация и документи, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4), като във файла с наименование „Prilozhenie-4-2024“ е указано дружеството да попълни данните за 2023 г., тъй като същите не са представени в КЕВР; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ, тъй като представеният договор за изкупуване на електрическа енергия № 102 от 04.12.2009 г. е със срок на действие до 31.12.2010 г.; справка, съдържаща отчетна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за електрическата енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето, MWh в т.ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на краен снабдител, БНЕБ и други, MWh; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години



(2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; неуповителен вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-14-69-1 от 25.04.2024 г. дружеството е представило допълнителна информация, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; предварителен годишен финансов отчет за 2023 г.; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4); заверено удостоверение от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, че има действащ договор за изкупуване на електрическа енергия от „Овердрайв“ АД. Дружеството е заявило, че дейността му не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, както и че в предоставените документи и информация няма данни, които да счита за защитени.

**„ОВЕРДРАЙВ“ АД е представило следната обосновка:**

**Условно-постоянни разходи** – в т.ч.: **разходи за амортизации** на база на амортизационния план на дружеството в размер на 60 хил. лв. за посочения период.

**Разходи за ремонти** по системата в размер на 110 хил. лв., които включват - обслужване и ремонт на двата когенератора, основен ремонт на ДВГ двигател на двата когенератора с подмяна на бутала, биели, бутални лагери, биелни лагери, основни лагери, колян вал, семеринги и уплътнения, подмяна на два броя пластинчати топлообменника преди колектора, подмяна на три броя циркулационни помпи, подмяна на управляващ модул на ел. част, ремонт на тръбните трасета в техническото помещение по оферти на „Чайм“ ООД и „Рувекс“ АД.

**Разходи за възнаграждения и осигуровки** в размер на 70 хил. лв., разходи за заплати на персонал назначен по трудов договор за подsigуряване на дейността на системата и подаване на отчетите на дружеството.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, в размер на 122 хил. лв.: горива за автотранспорт 6 хил. лв., работно облекло 2 хил. лв., канцеларски материали 1 хил. лв., материали за текущо поддържане 11 хил. лв., данъци и такси 3 хил. лв., пощенски разходи, телефони и абонаменти 1 хил. лв., проверка на уреди 7 хил. лв., експертни и одиторски разходи 6 хил. лв., всички от които са планирани на историческа база на извършените разходи в предходния отчетен период, както и разходи по застраховки на база на застрахователна полица към ЗАД „Алианц“ АД, разходи за въоръжена охрана по договор с „АСО Панема“ ООД и разходи за лицензионни такси към Комисията.

**Променливи разходи** - голяма част от променливите разходи - около 75%, или 527 хил. лв. се изразходват за доставка на природен газ, включително и акциз. Цената на природния газ е утвърдена от КЕВР за доставчика „Овергаз Мрежи“ АД. Останалите 182 хил. лв. са за разходи за вода, разходи за закупена енергия, консумативи (химикали, реагенти), разходи за външни услуги, които са планирани на база на цените към днешна дата и разходите на дружеството на историческа база от предходни отчетни периоди.

В заключение, „Овердрайв“ АД посочва, че получената преференциална цена на електрическата енергия, без добавка от КЕВР, отразява вярно необходимите годишни приходи и възвръщаемост на капитала на тригенерационната инсталация, поради което дружеството моли да му бъде утвърдена такава от КЕВР.

**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“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 64,19 лв./MWh;

2.3. Пренос – 1,02 лв./MWh;

2.4. Достъп – 3,90 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 69,11 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Овердрайв“ АД</b>			
<b>1. Справка № 2 – „РБА“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Оборотен капитал, хил. лв.	170	98	-42,35%
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, хил. лв.	1350	732,78	-45,72%

**След извършените по-горе корекции е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:**

<b>„Овердрайв“ АД</b>	
	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	462,50

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 863 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 840 хил. лв., от които условно-постоянни – 376 хил. лв. и променливи – 464 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 290 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 050 MWh.

**28. „Нова Пауър“ ЕООД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-13-308-1 от 25.04.2024 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 422,58 лв./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:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	373,12	373,12	422,58	+13,25

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1032,32 лв./knm<sup>3</sup> (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm<sup>3</sup>.

С писмо с изх. № Е-13-308-1 от 30.04.2024 г. от дружеството е изисквана следната допълнителна информация: годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 43, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ; неупореден вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

Изискваната информация не е предоставена от дружеството към датата на изготвяне на настоящия доклад.

**„Нова Пауър“ ЕООД е представило следната обосновка:**

В производствената програма на ко-генерационната инсталация за новия регулаторен период – 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. се предвиждат 2112 работни часа. Брутно производство на електрическа енергия в размер на 5132 MWh и продадено нетно количество 4958 MWh.

През новия регулаторен период дружеството заявява, че планира извършването на нови инвестиции в цялостно обновяване на ко-генерационната инсталация, за което има отпуснат търговски кредит в размер на 2000 хил. лв.

**Разходи за амортизации** – дружеството прогнозира разходи за новия ценови период в размер на 382 хил. лв.

**Разходи за ремонт** – прогнозираните са в размер на 327 хил. лв. Дружеството заявява, че извън предвидените стандартни годишни разходи по текуща поддръжка на всички системи в структурата на ко-генерационната инсталация, през новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са заложили необходимите разходи за обслужване и планов ремонт на газобуталния двигател на 20 000 моточаса. За определяне на размера на необходимите средства, дружеството посочва, че копие от офертата е подадена в КЕВР с

документите по утвърждаване на цена от предходния регулаторен период.

**Разходи за заплати и възнаграждения** – за прогнозирания ценови период са в размер на 55 хил. лв. Дружеството заявява, че броят на персонала и разходите за заплати и осигуровки на работещите се запазват, като през новия регулаторен период е заложена единствено индексация на заплатите с темпа на инфлация на стоките от първа необходимост. Предвид сравнително ниските нива на възнагражденията в бранша, посочва, че не може да си позволи да не увеличи заплатите на основния си, постоянно зает персонал, за да отговори на високите темпове на покачване на цените.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** са 87 хил. лв.

**Променливи разходи** - прогнозиран са в размер на 1 352 хил. лв.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,43 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция: прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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.

1.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,59 лв./MWh;

1.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа:  $1,00 + 14,84 = 15,84$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 82,43 лв./MWh.**

2. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определена 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.

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

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

$NB = (Дск * NBск + Дпк * NBпк * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

където:

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

$D_{СК}$  – делът на собствения капитал в общия капитал, %;  
 $NB_{СК}$  – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане,  
 %;  
 $D_{С}$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;  
 $D_{ПК}$  – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;  
 $NB_{ПК}$  – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б}),$$

където:

$NB_{Б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>24</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

<sup>24</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baal от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	0%
3	Дял на собствения капитал	100%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>5,61%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 5,61%.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Нова Пауър“ ЕООД			
1. Справка №4 – „ТИП в производството“:	Предложение	Корекция	Изменение
Природен газ, лв./кнм <sup>3</sup>	1 032,32	898,56	-12,96%

След извършените по-горе корекции е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Нова Пауър“ ЕООД		лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		381,51
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		203,81

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 2 374 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 207 хил. лв., от които условно-постоянни – 864 хил. лв. и променливи – 1 343 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 2 990 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,61%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 958 MWh.

**29. „ОРАНЖЕРИИ-ПЕТРОВ ДОЛ“ ООД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 327,13 лв./MWh, без ДДС.

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 875,26 лв./knm<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС) и при долна работна калоричност 8 295 kcal/knm<sup>3</sup>.

С писмо с изх. № Е-14-74-1 от 05.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация, както следва: отчетна информация за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; неуповителен вариант на заявлението с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-14-74-1 от 18.04.2024 г. дружеството е представило ново заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени отчетна информация за 2023 г. с прогноза за новия ценови период, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9. Във връзка с изискваната допълнителна информация за предходните три календарни години, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, дружеството е заявило, че използва 100% от произведеното количество топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Със заявление с вх. № Е-14-74-1 от 18.04.2024 г. дружеството предлага за утвърждаване нова преференциална цена на електрическа енергия – 308,23 лв./MWh, без ДДС.

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 790,44 лв./knm<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС) и при долна работна калоричност 8 291 kcal/knm<sup>3</sup>.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии-Петров дол“ ООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с	Цена на енергията по ценови модел,	Предложена цена на енергия за	Изменение, %
-----------	--------------------------------	------------------------------------	-------------------------------	--------------

	Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	346,94	346,94	308,23	-11,16

Към заявление с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. „Оранжерии Петров дол“ ООД е представило обосновка, както следва:

**Производствена програма** – прогнозни количества електрическа енергия-бруто 9 439 MWh, електрическа енергия за собствено потребление 449 MWh и нетна електрическа енергия 8 990 MWh. Предвижда се когенерационната инсталация да работи с натовареност в периода от октомври 2024 г. до май 2025 г. за подsigуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжерии Петров дол“ ООД.

**Инвестиционна програма** – общата стойност на активите, участващи в РБА при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия за 2023 г., е в размер на - 270 хил. лв. (РБА = А – АМ). А = 683 хил. лв. активи, в т. ч.: 551 хил. лв. разходи за: закупуване на инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, състояща се от един когенерационен модул „MWM TCG 2020 V20“ и периферна система от компоненти към инсталацията; изработване на инвестиционен проект (работен и технически) за строеж на когенерационна централа на природен газ; присъединяване на независим производител на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД; система за омекотяване на водата; допълнителни СМР и др.; оборотен капитал – 132 хил. лв. и амортизация за периода на използване АМ = 953 хил. лв.

**Амортизационна програма** – 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** – 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 – 19,7 евро/час.

**Променливи разходи** – разходи за природен газ, при цена на природния газ от 875,26 лв./knh<sup>3</sup>; разход за електроенергия – 95 хил.лв. и разходи за акциз на природен газ – 55 хил. лв. (91 185 GJ \* 0,60 лв/GJ = 54 711 лв.).

**Условно – постоянни разходи** – разходи за амортизации – 410 хил. лв.; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) – 478 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 89 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 1 039 хил. лв., в т. ч.: материали за текущо поддръжане – 820 хил. лв., застраховки – 25 хил. лв., данъци и такси – 140 хил. лв. и други, описани в Справка № 1 – 54 хил. лв.

**Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния период 01.07.2024 – 30.06.2025 г. е използвана прогнозната капиталова структура на дружеството към 31.12.2023 г. на база погасителните планове, формирана от договори за кредит с банка.



При собствен капитал в размер на 47 хил. лв. и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5,3%, както и привлечен капитал в размер на 829 хил. лв. при среднопотежана норма на привлечения капитал в размер на 3,38%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 3,51% към 31.12.2023 г.

Към заявление с вх. № Е-14-74-1 от 18.04.2024 г. „ОРАНЖЕРИИ-ПЕТРОВ ДОЛ“ ООД не е представило друга обосновка.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 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“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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 среднопотежана 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“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,51 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,02+1,88 = 2,90$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 69,41 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Оранжерии Петров дол“ ООД</b>			
<b>1. Справка № 2 – „РБА“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Оборотен капитал, хил. лв.	132	454	+243,94%
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, лв./km <sup>3</sup>	790,44	750,01	-5,11%

**След извършените по-горе корекции е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Оранжерии Петров дол“ ООД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	300,35
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	122,65

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 4 046 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 045 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 016 хил. лв. и променливи – 2 028 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 52 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 3,51%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 989 MWh.

**30. „ТЕЦ - БОБОВ ДОЛ“ АД**

Дружеството е подало заявление с вх. № Е-14-33-2 от 29.03.2024 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 – 342,66 лв./MWh без ДДС;
2. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 31,21 лв./MWh без ДДС;
3. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 20,71 лв./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, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	380,98	380,98	342,66	-10,06%
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	40,00	40,00	31,21	-21,97%
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	37,68	37,68	20,71	-45,04%

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без ДДС), както следва: цена на въглища – 133,55 лв./t, при калоричност 1 550 kcal/kg и цена на мазут – 1 165,63 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-33-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация, както следва: разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия

за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г. (Приложение № 6). С писмо с вх. № Е-14-33-2 от 22.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата допълнителна информация.

**Обосновката на дружеството е следната:**

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД изпълнява дейността по лицензия за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ чрез три енергийни блока по 210 MW електрическа мощност и по 25 MW топлинна мощност. Дружеството предвижда да работи в режим на комбинирано производство с един от блоковете целогодишно. За определяне на прогнозната информация за базисна година е избрана 2023 г., съгласно Указания-НВ. Дружеството планира увеличение на разходите спрямо 2023 г. с около 10%, с изключение на разходи за горива.

**Производствена програма:** дружеството предвижда увеличено производство на топлинна енергия във връзка със заявки за по-голямо потребление за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

**Производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и водна пара –** дружеството планира отпуснатата от съоръженията топлинна енергия през новия ценови период да е в размер на 306 600 MWh с гореща вода и 459 024 MWh с водна пара. Посочва се, че тъй като потребителите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, в прогнозата не са включени технологични разходи по преноса.

**Производство на електрическа енергия –** цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период, произведено от енергийния блок, който работи в топлофикационен режим, е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство. Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блока в топлофикационен режим е 1 664 400 MWh бруто, като в това число и 359 160 MWh от високоефективно производство, произведени съобразно топлинния товар.

**Електрическа енергия за собствени нужди:** процентното отношение на електрическа 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):** целта на ремонтите 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 са свързани с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период дружеството предвижда ремонтна програма отнесена към топлофикационната част на централа на стойност 19 762 хил. лв.

**Инвестиционна програма –** дружеството заявява, че е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период. През предстоящия период „ТЕЦ - Бобов дол“ АД планира да бъде извършена 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 и елементи на парните турбини и подмяна на такива с изчерпан технически ресурс. Ориентировъчната стойност на необходимите инвестиционни разходи

за периода е 10 000 хил. лв. за цялата централа.

**Регулаторна база на активите** – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2023 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 212 673 хил. лв. „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** – за ценови период 01.07.2023 - 30.06.2024 г. оборотният капитал за производство е в размер на 89 431 хил. лв.

**Норма на възвръщаемост** – използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2023 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,14%, а изчислената обща НВ е 7,68%.

**Условно-постоянни разходи:** условно-постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 10%, освен разходите за заплати и съответстващите им осигуровки и амортизациите, които са пресметнати на база линейния метод.

**Разходи за амортизации** – съгласно изискванията на т. 31.1, б. „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 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. разходите за амортизации са 11 729 хил. лв.

**Разходи за работна заплата и осигуровки** – за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. необходимите разходи са 26 075 хил. лв. - разходи за заплати и 7 122 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият, както е в края на 2023 г. В прогнозата е отчетено 15% увеличение на заплатите на служителите.

**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. Отчетеният от НСИ ръст на инфлацията също ще доведе до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Разходите за работно облекло са заложили според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

**Променливи разходи** – в променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - мазут, разходи за закупени CO<sub>2</sub> квоти, разходи за балансираща електроенергия, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоползване, купена електрическа енергия, депониране на пепелина и др. 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 прогнозния период дружеството планира горивният микс за

топлофикационния блок в „ТЕЦ – Бобов дол“ АД да се състои от въглища – доставяни от „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели оптимални за производствения процес и цена 730 лв./t усл. г., франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 89,36 лв./t.

Разходите за гориво за разпалване (мазут) са изчислени по цена 1 165,63 лева/t.

Разходи за консумативи за новия ценови период възлизат на 3 579 хил. лв.

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 въглищата, биомаса 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 предприема 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 ПГ от ИАОС към МОСВ, в който са попълнени прогнозното количество въглища и мазут при отчетени по верифициран годишен доклад (в приложение) за 2023 г., EF за въглища от 86,41 tCO<sub>2</sub>/TJ и фактор на окисление от 95,06% и за мазут EF 77,40 tCO<sub>2</sub>/TJ и фактор на окисление 100%. Така общото прогнозно количество въглероден диоксид, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата е изчислено на 831 191 tCO<sub>2</sub>. Безплатни разрешителни по чл. 10а и чл. 10в Директива 2003/87/ЕС за новия ценови период не са разпределени.

Разходите за закупуване за прогнозния период – на база планираните количества въглища и мазут необходими за изпълнение на производствената програма, при цена 70,66 евро/t CO<sub>2</sub> валидна за новия регулаторен период.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 210,00 MW.**

#### Образуване на цените:

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

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 831 191 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 831 191 t = 113 798 хил. лв.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 5 000 t мазут, 1 533 000 t въглища и 525 600 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. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопотеглена цена на капитала. Среднопотеглената цена на капитала е определена 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя

се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

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

$$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC), \text{ където:}$$

където:

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

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

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

$DC$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

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

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

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

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б}),$$

където:

$NB_{Б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика".

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern

School of Business<sup>25</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Ba1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ.

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	3%
3	Дял на собствения капитал	97%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
11	<b>НВ (<math>p.11=(p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>5,66%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 5,66%.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ТЕЦ - Бобов дол“ АД за следващия ценови период са следните :**

<b>„ТЕЦ - Бобов дол“ АД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
1. Справка 1 – „Разходи“			
1.1. Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ) , хил. лв.	114 871	113 798	-0,9%

<sup>25</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

2. Справка 2 – „РБА“			
2.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	212 673	182 715	-14,09%

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	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	308,56
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	130,86
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	30,71
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	20,76

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 497 850 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 487 510 хил. лв., от които условно-постоянни – 75 367 хил. лв. и променливи – 412 143 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 182 715 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,66%;
- Количество електрическа енергия – 1 439 706 MWh:
  - от високоефективно комбинирано производство – 359 160 MWh;
  - от нискоефективно производство – 1 080 546 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 576 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 459 024 MWh.

#### 31. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-71-3 от 29.05.2024 г., с което е предложило преференциална цена на електрическа енергия в размер на 588,65 лв./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:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-25 от 30.11.2023 г., без ДДС, лв./MWh	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.12.2023 г., лв./MWh	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	320,84	320,84	588,65	+83.2%

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 753,72 лв./kNm<sup>3</sup> (без акциз и ДДС, при долна работна



калоричност 8 000 kcal/knm<sup>3</sup>), в т.ч. цена за пренос – 7,44 лв./knm<sup>3</sup>, цена за капацитет – 92,03 лв./knm<sup>3</sup>.

**„Топлофикация Петрич“ ЕАД е представило следната обосновка:**

### **1. Основна информация за дружеството**

„Топлофикация Петрич“ ЕАД е търговско дружество, образувано чрез отделяне на част от предприятието от „V&VГД Оранжерии-Петрич“ ООД през м. март 2013 г., с капитал в размер на 18 504 340 лева. Дружеството има едностепенна система на управление, като се управлява и представлява от изпълнителния директор. Едноличен собственик на капитала е „V&VГД Оранжерии Петрич“ ООД.

### **2. Основна дейност**

Дружеството посочва, че извършваната от него дейност отговаря на вписания в Търговския регистър предмет на дейност, а именно: производство и продажба на електрическа и топлинна енергия, съгласно лицензия № Л-435-03 от 27.02.2015 г., която е със срок от 20 години /т.е. до 2035 г./.

Основните производствени мощности са четири броя напълно идентични ТЕЦ, оборудвани с по два когенерационни модула, работещи на природен газ. Първите четири модула са въведени в експлоатация с разрешение за ползване на ДНСК през м. 02.2008 г., състоящи се от газобутален двигател тип TCG2020V20, производство на немската фирма „DEUTZ POWER SYSTEMS“. Всеки един от тях е с инсталирана електрическа мощност 1,948 MW, инсталирана топлинна мощност 2,153 MW и синхронен трифазен електрически генератор STAMFORD. На втория етап с разрешение за ползване са въведени нови четири модула на природен газ с двигател тип TCG2020V20, производство на „MWM GmbH & Germany“ със същите мощности. Двигателите са куплени със синхронни трифазни електрически генератори.

В сградите на централите са разположени спомагателни съоръжения /помпи, вентилатори, топлообменници, табла/, съоръжения за каталитично очистване на изгорелите газове и контролно-управляващо оборудване. Произведената енергия се трансформира чрез повишаващи трансформатори, монтирани в сградите на централите, в енергия с напрежение 20kV. Чрез подземни силови кабели електрическата енергията се пренася до възлова станция 20kV, килиите изход 20kV се свързват към подстанция „Петрич“ 110/20kV, където се осъществява търговското мерене на продаваната електрическа енергия.

За подсигуриране на допълнителните нужди от топлинна енергия дружеството работи и с девет броя водогрейни котли, като всеки един е с номинална мощност 3,5 MW, пригодени да работят на природен газ и на резервно гориво.

Посредством инсталацията за високоефективно комбинирано производство ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ3 и ТЕЦ4 се добива електрическа енергия с минимален капацитет 15,584 MW.

### **3. Ценообразуващи елементи**

#### **3.1. Производствена програма на „Топлофикация Петрич“ ЕАД**

Прогнозната работа на ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ3 и ТЕЦ4, в структурата на „Топлофикация Петрич“ ЕАД през новия регулаторен период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г., 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 2024 г. – м.април 2025 г., т.е. през зимния период, като най-натоварени са месеците декември 2024 г. – март 2025 г.. Според дружеството са възможни леки отклонения в производствената програма в случай на непредвидени климатични отклонения от нормалните за съответните периоди. Дружеството е приложило производствена програма за ценовия период 1.07.2024 г. - 30.06.2025 г.

### 3.2. 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, описани по-горе,
- Котелни централи на природен газ и резервно гориво,
- Топло-преносна мрежа.

За целите на регулирането дружеството е приело срок на амортизиране на активите, включени в регулаторната база на активите – 15 години, приети за нормален срок за амортизиране от КЕВР, с изключение на сградите, за които е приета 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 списък на активите по счетоводен план към 31.12.2022 г.

През новия регулаторен период дружеството предвижда основен ремонт или подмяна на по-голяма част от генераторите поради достигане на максималните моторчасове 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 моторчаса.

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.

### 3.3. 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 капитал на дружеството, инвестиран в производството на топлинна и електрическа енергия, а именно:

- собствен капитал - 24 475 хил.лв.
- кредитни средства - 16 266 хил.лв., при договорен годишен лихвен процент в размер на 4%.

Към 30.06.2024 г. прогнозното салдо на дължимата главница ще бъде 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 01.07.2024 г. -30.06.2025 г. е 6,27 %.

### 3.4. Разходи за производството на електрическа и топлинна енергия.

#### Разходи за амортизация

Предвидените разходи за амортизация през новия регулаторен период в размер на 1 488 хил.лв. са подробно представени в т.3.2. от приложена техникo – икономическа обосновка. Дружеството е посочило, че през изминалия регулаторен период не е начислявана амортизация на машини, оборудване и съоръжения на ко-генерационната централа поради неосъществяване на дейност.

#### Разходи за ремонт.

В ремонтната програма на дружеството са заложили необходимите разходи за основен ремонт на всички 8 броя газобутални двигатели с прилежащите им генератори и съпътстващи съоръжения – електро инсталации, топлообменници и пр. За всеки ТЕЦ са предвидени средно 1 000 хил. евро на база необходимите дейности за изпълнение и събрани

оферти.

Разходите за ремонт отново са разпределени на база участието на активите в съответното производство – електрическа енергия (генератори, електро съоръжения към тях 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 е предвидило 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 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г., е в размер на 835 хил. лв., като в тях са включени необходимите разходи за функциониране на дейността на база отчетни разходи по съответните направления и въз основа на производствената програма.

Основните пера в разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са както следва:

- материали за текущо поддържане – 41 хил.лв.
- разходи за застраховки и разходи за данъци – 108 хил.лв.
- разходи за абонаментно поддържане на ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ 3 и ТЕЦ 4 – 100 хил.лв.
- проверка на уреди - 15 хил.лв.
- въоръжена охрана - 15 хил.лв.
- незовзет приход от предходен регулаторен период - 465 хил.лв. изчислен на база непокрити, признати от КЕВР разходи от реализираните приходи за регулаторен период 2022-2023 г.
- други разходи - 84 хил.лв.

#### **Променливи разходи**

Дружеството посочва, че прогнозните променливи разходи за новия регулаторен период са в резултат и отговарят на определената производствена програма на четирите ТЕЦ-а в структурата на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, а именно:

- разход на природен газ - 4 995 хил.лв., при цена на природния газ в размер на 753,72 лв./кнм<sup>3</sup>
- разходи за вода - 20 хил.лв.
- разходи за акциз на природен газ - 151 хил.лв.
- разход за електрическа енергия - 320 хил.лв.
- разходи за консумативи - 250 хил.лв., включващи необходимите разходи за масла, реагенти, смяна на свещи и пр.
- разходи за външни услуги - 50 хил.лв.

**Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 15,584 MW.**

#### **Образуване на цените:**

В Справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- При признати прогнозни разходи за ремонт за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 1 960 хил. лв. дружеството не е отчетло такива разходи. В тази връзка разходите за ремонт са коригирани до размера на същата стойност. Основният ремонт на 8 броя 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“.

- Посоченият от дружеството недовзет приход за регулаторен период 2022 г. - 2023 г. не се признава като ценообразуващ елемент.

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 са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 60,86 лв./MWh;

3. Пренос – 0,69 лв./MWh;

4. Достъп – 8,56 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 70,11 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация Петрич“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация Петрич“ ЕАД</b>			
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:</b>			
1. Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. лв.	3 942	520	-86%
2. Разходи за ремонт, отнесени към производството на топлинна енергия, хил. лв.	394	200	-49%
3. Разходи за ремонт, отнесени към двата продукта, хил. лв.	3 548	1 240	-65%
4. Недовзет приход за регулаторен период 2022 г. - 2023 г., хил. лв.	465	0	-100%

**След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са изчислени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Топлофикация Петрич“ ЕАД</b>		<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия		337.56
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		159.86

**Ценообразуващи елементи на изчислените цени:**

- Необходими годишни приходи – 10 326 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 742 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 956 хил. лв. и променливи – 5 786 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 9 308 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,27%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 22 310 MWh

Изказвания по т.2.:

Докладва Б. Паунов. В Комисията за енергийно и водно регулиране са постъпили заявления от 30 дружества 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. Б. Паунов отбелязва, че в последния момент „Топлофикация Петрич“ ЕАД също е подало заявление, което е включено в доклада и така той се отнася за 31 дружества. 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 отчетените технико-икономически и финансови резултати са представени в синтезиран вид за всяко дружество, което е подало заявление в Комисията.

Б. Паунов каза, че ще направи анализ на финансовото състояние, въз основа на финансовите отчети за дружествата с преобладаващ топлинен товар за битови нужди, които са обект на обществен интерес.

1. „Топлофикация София“ ЕАД:

Съгласно представения от „Топлофикация София“ ЕАД неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., текущият финансов резултат е *загуба* в размер на 87 290 хил. лв., при отчетена *загуба* от 352 544 хил. лв. за предходната година.

- Нетните приходи от продажби за 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 8,88%;

- Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 21,23%.

Финансовите показатели, изчислени на база балансова структура към 31.12.2023 г., показват влошаване на общата ликвидност, но подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и на рентабилността на приходите от продажби.

2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД:

Съгласно представения одитиран финансов отчет за 2023 г., общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е положителна стойност в размер на 2 352 хил. лв., формиран от *печалба* в размер на 2 487 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение с дефинирани доходи в размер на 135 хил. лв.

Отчита се подобрене във финансовата автономност на дружеството, както и в показателя за рентабилност на приходите от продажби.

3. „Топлофикация - Плевен“ АД:

Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура, показват нарастване на финансовата задлъжнялост на дружеството спрямо предходната година, както и влошаване на общата ликвидност.

4. „Топлофикация Русе“ АД:

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход е отрицателна стойност (*загуба*) в размер на 41 722 хил. лв. В тази връзка, при отчетено нарастване на текущите и нетекущи задължения и при намаляване на стойността на активите, дружеството отчита нарастване на дълга и намаляване на общата ликвидност.

5. „Топлофикация - Перник“ АД:

Наблюдава се по-висока рентабилност на приходите от продажби, както и по-добра обща ликвидност, което е индикатор за подобряване на доходността на предприятието и за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД:

Наблюдава се по-добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

## 7. „Топлофикация - ВТ” АД:

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

## 8. „Топлофикация - Бургас” АД:

Наблюдава се добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства.

## 9. „Веолия Енерджи Варна” ЕАД:

Нетните приходи от продажби намаляват с 23,82%.

## 10. „Топлофикация-Разград” АД:

Нетните приходи от продажба намаляват спрямо 2022 г. с 14,99%.

## 11. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов” ЕАД:

Нетните приходи от продажби бележат ръст спрямо предходната година с 44,42%.

След прегледа на представените от дружествата данни и документи за новия ценови период от 01.07.2024 г. при метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в ценообразуващите справки са нанесени съответните корекции при прилагане на общия подход.

По отношение на разходи за амортизация, разходи за ремонти, разходи за заплати и възнаграждения, разходи, възникнали в процеса на участие на балансиращия пазар, разходи, свързани с услугата дялово разпределение, разходи за съдебни производства, регулаторната база на активите, изчислена, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации, нормата на възвръщаемост на капитала, прогнозните количества произведена и продадена електрическа енергия, количеството на горивото за инсталациите, съобразено с общата енергийна ефективност, количествата на топлинната енергия за технологичните разходи по преноса на база отчетен период, количеството електрическа енергия за собствени нужди и трансформации е в съответствие с технологичните разходи за производство на електрическа енергия за собствени нужди и трансформация за централите, работещи със собствено гориво – въглища, е направен анализ на икономическата обосновааност на представените от предприятията прогнозни разходи за покупка на горивото. Разходите за акцизи за производство са изчислени при 0,60 лв./GJ.

Прогнозните разходи за природен газ са формирани, въз основа на анализ и са изчислени на стойност 63,56 лв./MWh.

Количествата емисии въглероден диоксид (CO<sub>2</sub>), отделяни при производството на електрическа енергия и топлинна енергия, са в съответствие с изискванията на указанията и са определени за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. прогнозна средна цена в размер на 70,00 евро/t CO<sub>2</sub>.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени съобразно разпоредбите.

Разходите за гориво при производството на електрическа енергия в централите с инсталации за комбинирано производство са разделени между двата продукта чрез коефициентите за ефективност.

Прогнозната пазарна цена на електрическата енергия е изчислена в съответствие с динамиката на цените на европейските и съответно с регионалните борси.

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 177,70 лв./MWh.

Б. Паунов поясни, че ще съобщи изменението на цените на топлинната енергия с топлоносител гореща вода на основните дружества от сектора, които са обект на

обществен интерес.

Цената на „Топлофикация София“ ЕАД спрямо Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране е намалена със 7,02%;

Цената на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е намалена с -7,81%;

Цената на „Топлофикация - Плевен“ АД е намалена с -7,14%;

Цената на „Топлофикация - Бургас“ АД е намалена с -14,09%;

Цената на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е намалена с -3,84%;

Цената на „Топлофикация – Враца“ ЕАД е намалена с -11,35%;

Цената на „Топлофикация - ВТ“ АД е намалена с -2,44%;

Цената на Топлофикация-Разград“ АД е намалена с -9,94%;

Цената на „Топлофикация Русе“ АД е намалена с -11,70%;

Цената на „Топлофикация-Перник“ АД е намалена с -7,20%;

Цената на „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е намалена с -10,41% или средно за сектора -8,44%.

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 на 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 или други упълномощени от тях представители.

Б. Паунов каза, че предлага допълнение на в проекта на решение: *Да определи дата и час на провеждане на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на проект на решението по т. 2...*

Ив. Н. Иванов каза, че това не може да бъде по т. 1, след като открито заседание е в т. 2.

Б. Паунов поясни, че няма решение.

Ив. Н. Иванов обърна внимание, че общественото обсъждане се провежда след откритото заседание и би трябвало това да е нова т. 3, а сегашната т.3 да стане т.4. Т. 1 е приемането на настоящия доклад, т. 2 касае откритото заседание, съответно дата, час и място, т. 3 касае общественото обсъждане, също като дата, час, място и срок за представяне на становища и накрая т. 4 е поканването за участие в открито заседание.

Ал. Йорданов каза, че се опасява, че това не може да бъде записано така. Сега се приема доклад, който ще бъде подложен на открито заседание. След това, с приемането на проекта на решение ще се насрочи самото обществено обсъждане.

Ив. Н. Иванов каза, че проектът на решение по доклада трябва да остане във вида, в който е прочетен от Б. Паунов. След това Комисията ще има заседание, на което ще се приеме проект на решение и тогава ще бъде разписана цялата процедура за общественото обсъждане, включително и финалното закрито заседание за приемане на решение от страна на Комисията. Ив. Н. Иванов каза, че впечатление му прави единствено определянето на базовата цена на електрическата енергия, прогнозна цена, за едногодишния ценови период и цената на природния газ. В последно време и едната цена и другата вървят нагоре и може би по време на общественото обсъждане може да бъде поставен и този въпрос. Ако и за двете цени продължава този тренд, може би ще се наложи някаква корекция преди финалното заседание на Комисията.

Пл. Младеновски поясни, че ако действително цената на природни газ продължи тренда си от последната една седмица, тогава при преизчислението на актуализацията ще има увеличение. Пл. Младеновски обърна внимание, че все пак Комисията не трябва да се

доверява сляпо на това, което се случва в последните няколко дни, тъй като практиката показва, че трендът много бързо се обръща, както се е случило и предходната година. Знае се какви са били фючърсите и какви цени са показвали тогава изчисленията, а в същото време цената е тръгнала рязко надолу и се е стигнало до ситуации, в които дружествата са продавали произведената енергия на цени дори наполовина от определената от Комисията прогнозна пазарна цена. Към настоящия момент ще продължи наблюдението на движението на природния газ и как реагират пазарите. Във финалното решение може тези стойности да са коренно различни спрямо предложените в доклада.

Ив. Н. Иванов каза, че единствено е искал да обърне внимание на този факт, но не би желал да се премине в крайното решение от минус в плюс. Наистина ще трябва да се наблюдава пазара. Ив. Н. Иванов каза, че се надява около фючърсите на природния газ да има успокоение, дори тръгване надолу, защото в момента Норвегия, която е най-големият производител е спряла единия от своите терминали за преработка по технически причини, въпреки че не е казано до кога. Надеждите са това да бъде преодоляно, при което веднага ще има успокоение при цената на природния газ. Друг път също е споменавано, че цената на природния газ и цената на електрическата енергия са тясно корелирани. Слизането надолу на едната цена води до тръгване надолу и на цената на електрическата енергия. Фючърсите на природния газ и на електрическата енергия сутринта са по-високи са от тези, но няма смисъл да се съобщават, тъй като те ще се променят, въпреки че се взимат за четирите тримесечия от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.

Ал. Йорданов отбеляза, че има още около месец до произнасянето на Комисията, така че ще могат да се проследят тенденциите и в цените на природния газ с натрупване за предходните месеци и да се направи по-актуална прогнозата, ако се налага.

Ив. Н. Иванов каза, че насрочва провеждането на открито заседание на 11.06.2024 г. от 10:00 ч. Срокът за представяне на становища по доклада е до 15:00 ч. на 11.06.2024 г. Закритото заседание за приемане на проект на решение ще бъде на 11.06.2024 г. от 16:00 часа, а общественото обсъждане на 13.06.2024 г. от 10:00 часа. Срокът за представяне на становища е 14-дневен, за да може провеждането на закрито заседание, на което Комисията да излезе с решение по утвърждаване на цените на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ да бъде на 30.06.2024 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари по доклада.

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,

## КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### 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 01.07.2024 г.

2. Насрочва открито заседание на 11.06.2024 г. от 10:00 ч. за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, на което да бъдат поканени упълномощени представители на заявителите, като се осигури възможност и 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 предложения и становища във връзка с откритото заседание и публикуването доклад и проект на решение по т. 1 до 15:00 часа на 11.06.2024 г.

В заседанието по **точка втора** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.3.** Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-703 от 31.05.2024 г. относно **утвърждаване цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2024 г.**

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсирани на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсирани 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, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, Комисията определя премии, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

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

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

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

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 и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

### **I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период**

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

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

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период.

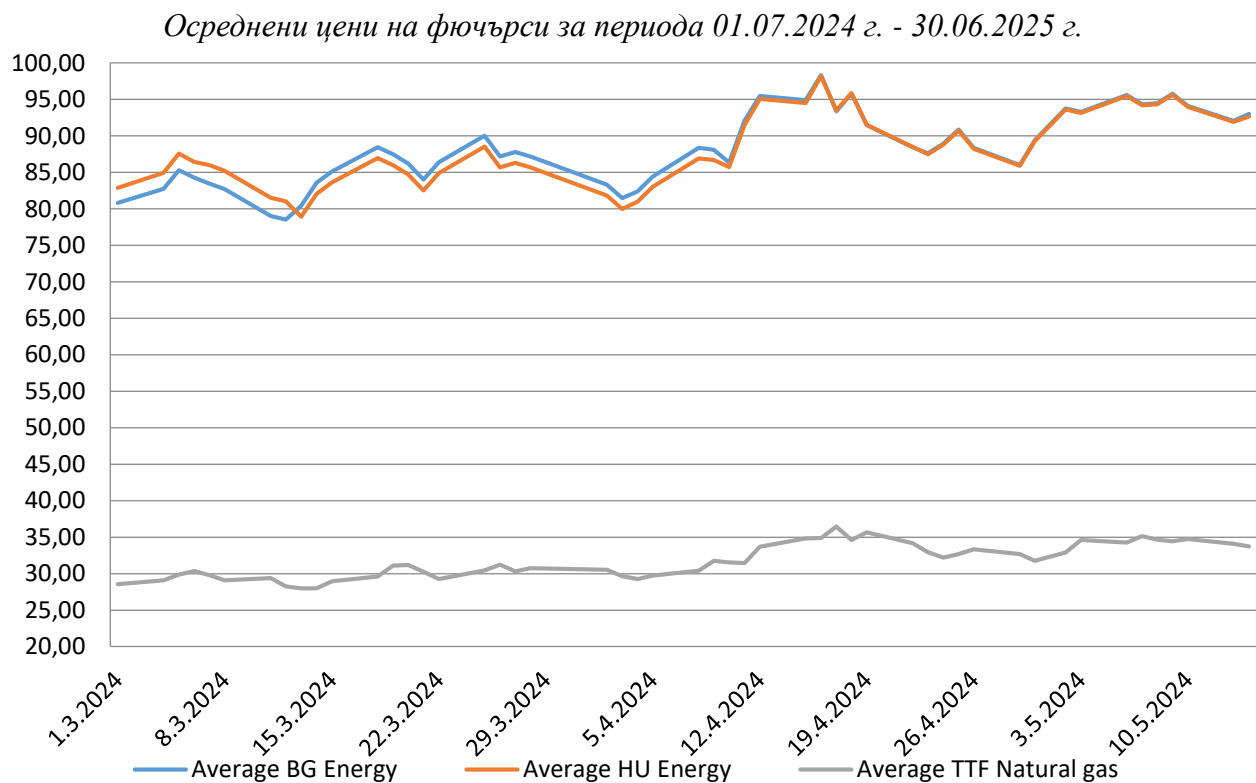
Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърските сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те

представяват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

Основните движещи фактори за динамиката на цените на електрическата енергия на европейските, съответно регионалните борси са:

1. Цената на природния газ на европейските борси.

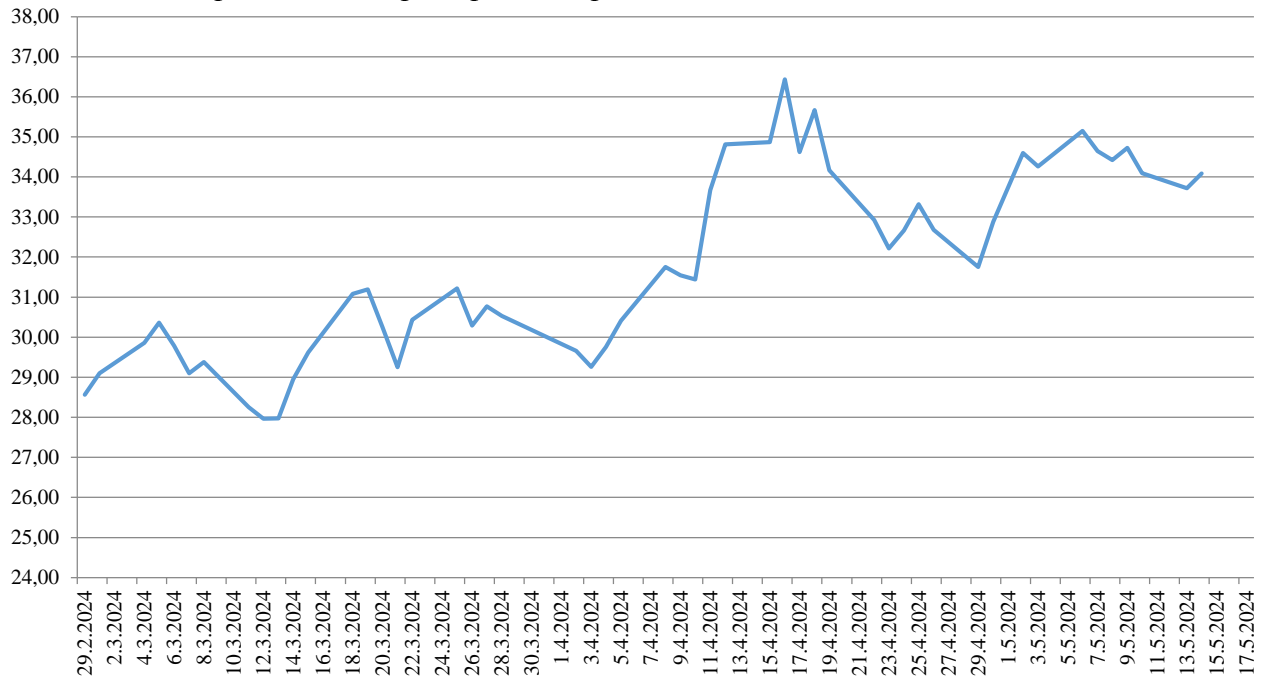
Пряката корелация между цената на електрическата енергия и цената на природния газ на европейските борси се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози, което е видно от следващата графика.



Европейските цени на природния газ отбелязаха значителна нестабилност през последните три месеца. Осреднените TTF търгувани фючърси<sup>26</sup> за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период) варираха от 27,97 евро/MWh до 36,43 евро/MWh.

<sup>26</sup> Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2024, Q4 2024, Q1 2025, Q2 2025.

Осреднени TTF фючъри за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г.



Причините за тази динамика са различни, като част от тях са свързани с намалени доставки на норвежки газ към Европа и късно застудяване в големи части от континента, водещи до повишено търсене на природен газ за отопление през втората половина на месец април 2024 г. В края на месец април 2024 г. хранилищата в държавите – членки на Европейския съюз са запълнени на 62%. Това е над средната за последните 5 години запълняемост от 47% и е подобна на наблюдаваната за същия период на миналата година. Динамиката на запълняемост на газохранилищата на европейския пазар се промени значително след войната в Р Украйна, но дори да се приеме, че нагнетяването на природен газ следва темп, подобен на този през 2020 г., европейските хранилища ще достигнат над 95% запълняемост до 01.11.2024 г., което е над целта на Европейската комисия от 90%.

Влияние върху цената оказва и възстановяването на европейската икономика през следващите месеци, съответно индустриалното търсене на природен газ, което към настоящия момент е по-слабо от планираното, търсенето от енергийния сектор, което също се очаква да е по-слабо предвид повишаване на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Като цяло доставките на природен газ в Европа се очаква до голяма степен да останат непроменени или леко променени в сравнение с началото на годината, като намалените доставки на втечен природен газ (LNG), както и тези по тръбопроводи с произход Норвегия, Азербайджан и Руската федерация, се компенсират с увеличени доставки от Обединеното кралство и държавите от Северна Африка. По-ниските обеми на LNG не трябва да са изненада, предвид обстоятелството, че Азия е по-привлекателен пазар за спот товари, тъй като азиатските цени през по-голямата част от годината се формират като премия плюс цените на европейския пазар.

Предвид горното, очакванията са за стабилизиране на цените на природния газ на нива около средните от горната графика или средна цена около 32,50 евро/MWh за периода от 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период).

## 2. Геополитически фактори.

Независимо от икономическите фактори, все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат европейския енергиен пазар. Доставките на природен газ от Руската федерация през газопреносната мрежа на Р Украйна и през Турски поток се увеличиха значително през отоплителния сезон 2023/2024. Общите доставки между месец октомври 2023 г. и месец март 2024 г. достигнаха 14,5 млрд. куб. м., спрямо 10 млрд. куб. м. за същия период през предходната зима. Съществува, обаче, риск за част от руските тръбопроводни потоци към Европа. Договорът за транзитен пренос на руски газ през газопреносната мрежа на Р Украйна изтича в края на 2024 г. и към момента не са налице индикации за евентуално негово продължаване. Това излага на риск приблизително 5% от общия внос в Европа, въпреки потенциала Руската федерация да увеличи газовите доставки през Турски поток. Очаква се, обаче, европейският пазар да се справи с този риск, предвид нарастването на доставките на LNG през втората половина на 2024 г. и през 2025 г. Въпреки това, пазарът на природен газ ще бъде все по-предпазлив относно потенциала за попадане на руските LNG доставки под европейски санкции.

### 3. Развитие на възобновяемите енергийни източници.

Независимо от намаляването на наблюдавания през изминалите три години инвестиционен интерес към изграждането на обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВЕИ), реализирането на нови инвестиции в соларни проекти е значително. През анализирания период се очаква да се въведат в експлоатация голям обем от нови ВЕИ мощности, чиято реализация е започнала през предходни години. Това обстоятелство намалява влиянието на горните два фактора и изкривява пряката корелация между цените на природния газ и на електрическата енергия. При слънчеви и ветровити дни, огромното предлагане в часове с относително ниско търсене на електрическа енергия създава предпоставки за отрицателни цени, особено на пазарите, при които доминират дългосрочните договори. Предвид обстоятелството, че на българския пазар основно се търгува „Ден напред“, това явление не е толкова ясно изразено (тъй като производителите могат да спрат работа при отрицателни цени), като много често разликата между най-ниската и най-високата цена е огромна. Тази динамика, диктувана от метеорологичните условия, се преодолява трудно от пазарите, особено от тези, които са заложили изключително на възобновяеми източници. Фактът, че в моментите на липса на слънце и вятър цените стигат до стойности над 300 лв./MWh е показателен, че все още не са научени уроците от енергийната криза през 2022 г. В тази връзка следва да се има предвид, че за преодоляване на посочените дисбаланси е необходимо да се стимулира мигриращото търсене, което ще промени пазарите. Вероятно улавянето на скоростта на търсенето е следващото предизвикателство, като съвременният дизайн на пазара на електрическа енергия ще трябва да бъде адаптиран към изключително голяма гъвкавост, което няма да се постигне през следващата година, а увеличеното производство от възобновяеми източници ще оказва натиск на средните цени на електрическата енергия в посока надолу.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона, като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс (отразяващ най-ликвидния пазар в региона) варира между 1,75 евро/MWh и -1,25 евро/MWh, в зависимост от периода на доставка, съответно товарите и производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърсните сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>27</sup> (European

---

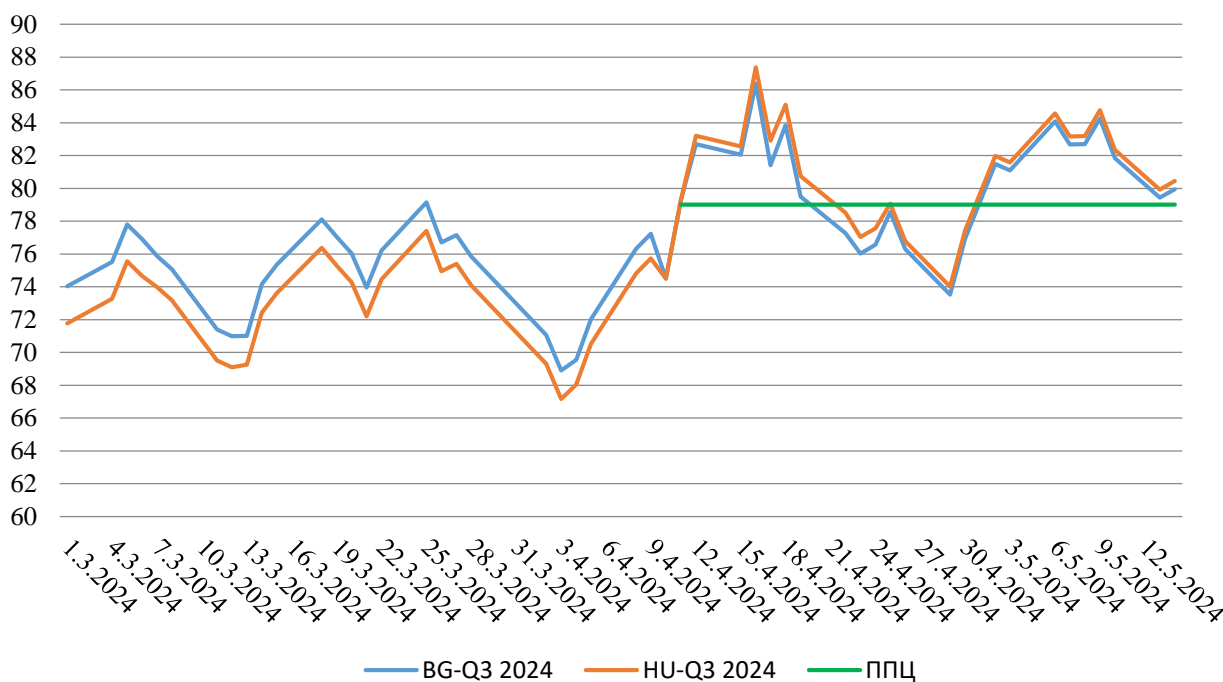
<sup>27</sup> <http://www.eex.com>

Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърните сделки на HUDEX<sup>28</sup>.

Цените на фючърсите за българския и унгарския пазар отбелязаха значителна нестабилност през последните три месеца.

Стойностите за Q3 2024 за българския пазар варират от 68,91 евро/MWh до 86,38 евро/MWh, а за унгарския – от 67,16 евро/MWh до 87,38 евро/MWh, като са представени в следващата графика.

*Динамика на Q3 2024 фючърсите за българския и унгарския пазар*

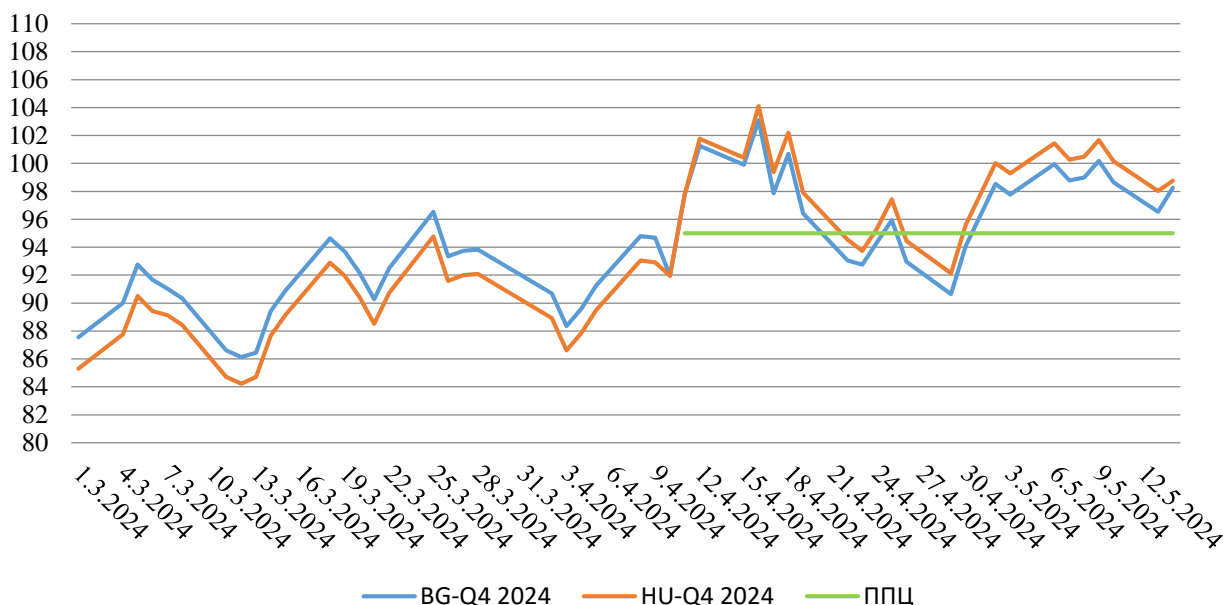


Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 79 евро/MWh, като след пробив през април достига почти 87 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на месец април 2024 г. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 79 евро/MWh за Q3 2024, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхови нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Стойностите за Q4 2024 за българския пазар варират от 86,12 евро/MWh до 103,09 евро/MWh, а за унгарския от 84,22 евро/MWh до 104,09 евро/MWh, като са представени в следващата графика.

<sup>28</sup> <https://hudex.hu>

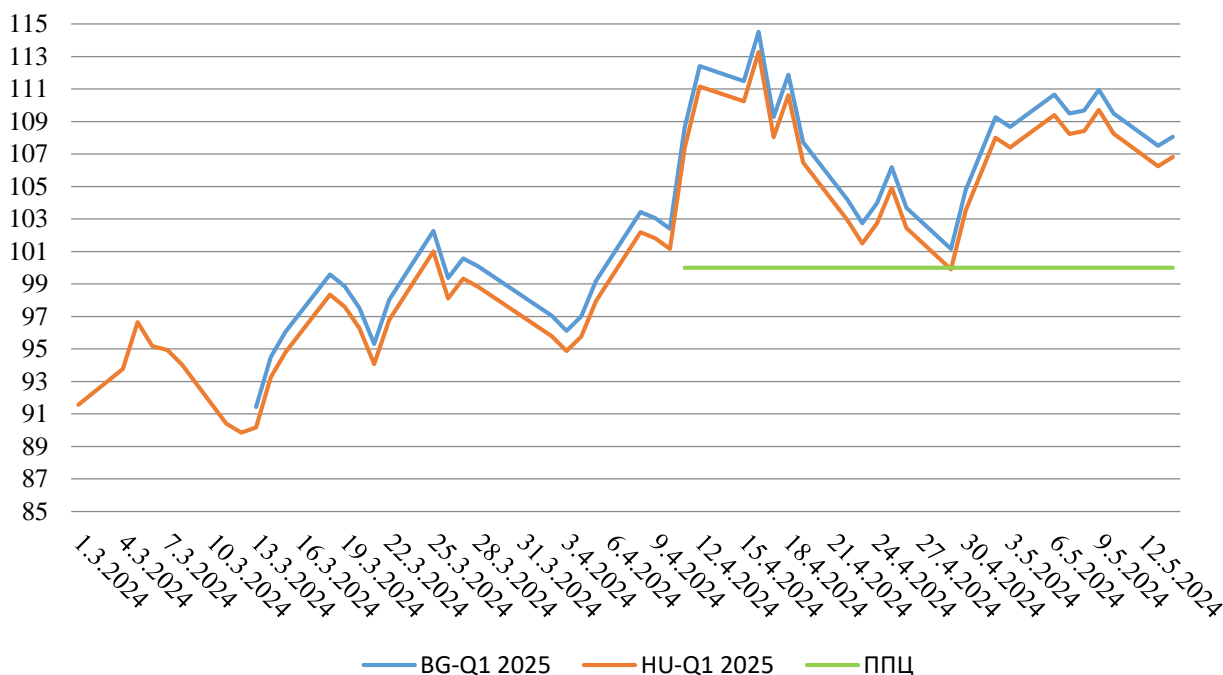
## Динамика на Q4 2024 фючърсите за българския и унгарския пазари



Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 94 евро/MWh (с едно изключение на 25.03.2024 г., когато за ден достига до 96,53 евро/MWh), като след пробив през април 2024 г. преминава границата от 103 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на април 2024 г. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 95 евро/MWh за Q4 2024, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхови нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Стойностите за Q1 2025 за българския пазар варират от 91,42 евро/MWh до 114,52 евро/MWh, а за унгарския от 89,85 евро/MWh до 113,27 евро/MWh, като са представени в следващата графика.

Динамика на Q1 2025 фючърсите за българския и унгарския пазари

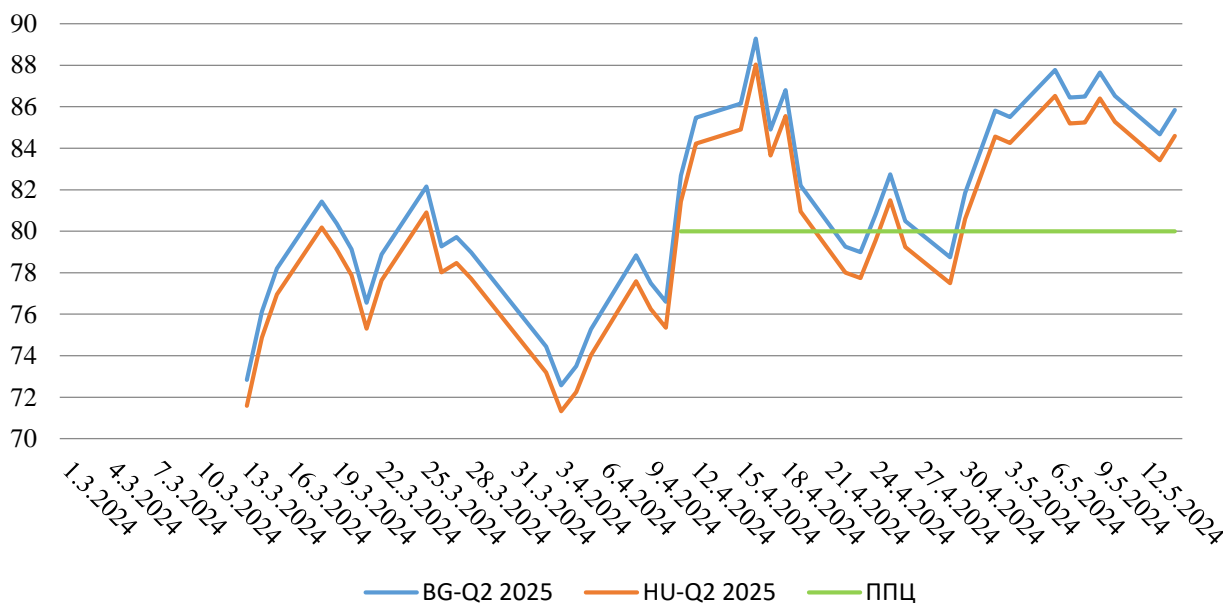


Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 100 евро/MWh (с едно изключение на 25.03.2024 г., когато за ден достига до 102,26 евро/MWh), като след пробив през април 2024 г. преминава границата от 114 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на април 2024 г. Следва да се има предвид, че първото тримесечие на 2025 г. е значително отдалечено от момента на анализа и е изключително трудно да се направи прогноза на база на наличните данни. Цените през Q1 2025 са силно зависими от климатичните условия, в т.ч. среднодневна температура, брой слънчеви дни, наличие на вятър, както в Северна Европа, така и на Балканския полуостров, които към настоящия момент е невъзможно да бъдат прогнозирани. В тази връзка, прилагайки консервативен подход и допускане, че климатичните условия ще са близки до тези през Q1 2024, е обосновано да се прогнозира стойности от около 100 евро/MWh за Q1 2025, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхове нива преди рязкото покачване от средата на месец април 2024 г. и последвалата волатилност.

Стойностите за Q2 2025 за българския пазар варират от 72,58 евро/MWh до 89,28 евро/MWh, а за унгарския от 71,33 евро/MWh до 88,03 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



## Динамика на Q2 2025 фючърсите за българския и унгарския пазари



Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 81-82 евро/MWh, като след пробив през април 2024 г. преминава границата от 89 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на април 2024 г. Следва да се има предвид, че второто тримесечие на 2025 г. е значително отдалечено от момента на анализа и е изключително трудно да се направи прогноза на база на наличните данни. Цените през Q2 2025 са силно зависими от климатичните условия, като късно застудяване и/или наличието на големи по обем запаси от вода вследствие на снеготопене, които към настоящия момент е невъзможно да бъдат прогнозирани. Със сигурност обаче следва да се отчете, че през този период соларните централи произвеждат значителни количества електрическа енергия и предвид обстоятелството, че към Q2 2025 ще влязат в експлоатация допълнителни соларни мощности както в България, така и в региона, това неминуемо ще доведе до много ниски, включително и отрицателни цени през слънчевите часове, които ще окажат натиск в посока надолу на средните цени за периода. В тази връзка, прилагайки консервативен подход и допускане, че климатичните условия ще са близки до тези през Q2 2024, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 80 евро/MWh за Q2 2025, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхови нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

**Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. следва да се определи в размер на 88,50 евро/MWh или 173,09 лв./MWh.**

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от 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 водоелектрически 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 01.01.2023 г. – 31.12.2023 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 2023 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 2023 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2023 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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:

#### 5. 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	203,10 лв./MWh
2	Постигнатата среднопретеглена цена	209,62 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (p.2/p.1)	1,03207
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>178,64 лв./MWh</b>

#### 6. Оператори на електроразпределителни мрежи:

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

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигнатата среднопретеглена цена	217,52 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,07101
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>185,38 лв./MWh</b>

7. 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	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	208,52 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	1,02665
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>177,70 лв./MWh</b>

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-центра 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 3“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 4“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 5“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 6“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 7“ 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), „Риал Стейтс“ ЕООД (ФЕЦ Априлци), „Карнобат Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Агрошанс), „Армако“ АД (ФЕЦ Лясковец), „Калцит“ АД (ФЕЦ Калцит), „Галакси РЕ“ ООД (ФЕЦ Дълго поле), „Полигруп“ ООД (ФЕЦ Полигруп), „Радмари Груп“ ООД (ФЕЦ Радмари Груп), „Инвесто партньорс“ ЕАД (ФЕЦ Разлог) и „Тракия-МТ“ ЕООД (ФЕЦ Малко Търново) 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	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	166,02 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,81743
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>141,49 лв./MWh</b>

9. 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	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	195,62 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,96316
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>166,71 лв./MWh</b>

10. 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	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	216,73 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	1,06710
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>184,70 лв./MWh</b>

11. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

След преглед на предоставените от независимия преносен оператор данни за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
3	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.1*р.2)</b>	<b>175,62 лв./MWh</b>

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:

5. Независим преносен оператор – 178,64 лв./MWh;
6. Оператори на електроразпределителни мрежи – 185,38 лв./MWh;
7. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 177,70 лв./MWh;

8. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh;
9. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh;
10. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh;
11. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh.

## II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка, в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители: заявление с вх. № Е-13-12-4 от 30.04.2024 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-3 от 17.05.2024 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, заявление с вх. № Е-14-34-2 от 17.05.2024 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно водноелектрическите централи, собственост на дружеството.

В допълнение към горното, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-14-24-7 от 10.05.2024 г., изменено със заявление с вх. № Е-14-24-7#2 от 21.05.2024 г., за утвърждаване на цена на електрическата енергия. Същото е оттеглено от дружеството с писмо с вх. № Е-14-24-7#4 от 22.05.2024 г. В тази връзка следва да се има предвид, че по силата на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдители, като такава разполагаемост не се определя на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и 94 от ЗЕ. КЕВР упражнява това правомощие по своя инициатива и същото има за цел, от една страна, да осигури гарантирани количества електрическа енергия за нуждите на регулирания пазар, а от друга, с оглед принципа по чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, тези количества електрическа енергия да са на най-ниски цени. Ноторно известно е, че от всички електрически централи, които осигуряват базов товар в електроенергийната система на Р България, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД произвежда електрическа енергия с най-ниска себестойност. В този смисъл, за да бъде гарантирано изпълнение на правомощието на КЕВР по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ при спазване на принципа по чл. 24, ал. 2 от същия закон, а именно: постигане на критерия най-ниска цена, Комисията следва да анализира служебно известната ѝ информация относно разходите на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за производство на електрическа енергия, респективно да определи разполагаемост и да утвърди цена на дружеството при наличие на предпоставката по чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

На следващо място, КЕВР утвърждава цени на електрическата енергия само на производителите, от които е предвидила разполагаемост и количества енергия за регулирания пазар по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. В тази връзка, предвид разпоредбата на чл.

21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, КЕВР следва да разгледа и анализира посочените по-горе заявления на производителите, като утвърди цени на електрическата енергия само на дружествата, които изпълняват условието на посочената норма от ЗЕ.

Също така, с писмо с вх. № Е-13-14-4 от 16.05.2024 г. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е уведомило КЕВР, че е направило искане с писмо с изх. № 86 от 08.05.2024 г. до министъра на енергетиката да бъде включено в общата годишна квота за задължително изкупуване на електрическа енергия от производители, ползващи местни първични енергийни източници (на гориво) по чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ, което да бъде взето предвид при постановяване на решението на КЕВР за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. В тази връзка, в случай, че дружеството бъде включено в посочената квота, съответстващите му разходи ще бъдат компенсирани от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ по реда и при условията на чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 2 от ЗЕ.

## 1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

### 1.1. Анализ и оценка на прогнозна информация.

С Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. II.2., на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 63,48 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 991 243 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.

С оглед установяване на действителните разходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за производство на електрическа енергия е обосновано да бъде анализирана най-актуалната информация за тези разходи, с която КЕВР служебно разполага, която в случая се явяват данните по заявление с вх. № Е-14-24-7 от 10.05.2024 г., изменено със заявление с вх. № Е-14-24-7#2 от 21.05.2024 г., за утвърждаване на пълна цена на електрическата енергия в размер на 69,14 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 300 036 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 695 975 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 44 826 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 15 054 481 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 15 888 698 MW\*h.

### 1.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, разходите на дружеството, освен разходите за вложени машини и резервни части, които са коригирани до 18 174 хил. лв., са приети на нивата, отчетени през базисната година.

Извършена е корекция на прогнозата на дружеството относно произведената нетна електрическа енергия от 15 054 481 MWh на 15 615 000 MWh, получена като средна стойност от отчетеното през последните пет години брутно производство, намалено със собствените нужди, вкл. с количеството за обектите по чл. 119, ал. 2 от ЗЕ.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	По информация от дружеството	Коригирани стойности
---	---------------------------------	-------	------------------------------	----------------------

1	Нетна електрическа енергия	MWh	15 054 481	15 615 000
2	Променливи разходи	хил. лв.	300 036	300 036
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	695 975	677 251
4	Възвръщаемост	хил. лв.	44 826	44 826
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	1 040 837	1 022 383
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	69,14	65,47

**Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 65,47 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 022 383 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.**

## **2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД**

С Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г., в частта по т. II.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 83,87 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 264 287 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 151 095 MWh.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 144,88 лв./MWh, без ДДС, формирана при следните условия:

- Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. от 1 808 518 MWh, като количеството електрическа енергия е определено на база отчетеното производство за 2023 г.;

- Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на предварителния отчет за 2023 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията. Увеличението е с прогнозен среден процент инфлация в размер на 4,8%, отразяващ актуалния процент инфлация, заложен в приетия държавен бюджет;

- Разходите за ремонт са в размер на 3 708 хил. лв., като са намалени спрямо отчета за 2023 г. с 1 753 хил. лв. Ремонтната програма е съобразена с изискванията на Наредба № 9 от 9 юни 2004 г. за техническата експлоатация на електрически централи и мрежи, техническото състояние на монтираното оборудване във ВЕЦ и инструкциите за експлоатацията и ремонта му;

- Разходите за данъци и такси, работно облекло, наеми, експертни и одиторски разходи, охрана на труда, представителни разходи, членски внос и разходи за международни организации са на нивото на отчета за 2023 г.;

- Разходите за въоръжена охрана и застраховки са прогнозирани съгласно сключените договори, като в тях е отразено и увеличението на минималната работна заплата за страната в размер на 20%, считано от 01.01.2023 г.;

- Разходите за персонал са увеличени с 4,8%, отчитайки необходимостта от актуализиране на възнагражденията в дружеството според инфлацията;

- Разходите за безплатна храна са прогнозирани съгласно условията в колективния трудов договор (КТД) и Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея и КТД;

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

- Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 4,8% прогнозна инфлация;
- Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо отчета за 2023 г., като са отразени увеличението на минималната работна заплата и 4,8% прогнозна инфлация;
- РБА е изчислена съгласно предварителния отчет за 2023 г.;
- Възвръщаемост – 69 880 хил. лв. Използваната от дружеството НВ е в размер на 6,03%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 2,96% и НВ на собствения капитал от 7,50%.

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

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за утвърждаване на цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2023 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Извършена е корекция на предложените от дружеството количества електрическа енергия от 1 808 518 MWh на 3 047 769 MWh. Предложението на НЕК ЕАД противоречи на разпоредбата на чл. 19, ал. 4 от НРЦЕЕ, съгласно която количествата нетна електрическа енергия се определят след извършен анализ на годишното производство на електрическа енергия за период не по-кратък от 11 години;
- Във връзка с горната корекция в променливите разходи на дружеството са включени допълнителни 16 320 хил. лв., отразяващи разходи за закупуване на електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим;
- Социалните разходи са коригирани до отчетените през базисната година. Дружеството не е предоставило обосновка за поисканото увеличение;
- Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 22 968 хил. лв. на 21 852 хил. лв., като разходите за въоръжена и противопожарна охрана и разходите, класифицирани като други разходи, са признати на ниво отчет 2023 г. Тези разходи са необосновано завишени, като дружеството не е обосновало подробно причините, налагащи сключването на договорите, които посочва като основание за увеличените разходи;
- Предложените стойности на РБА и НВ не са коригирани.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 808 518	3 047 769
2	Променливи разходи	хил. лв.	71 437	87 757
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	120 710	119 038
4	Възвръщаемост	хил. лв.	69 880	69 880
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	262 026	276 675
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	144,88	90,78

**Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 90,78 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 276 675 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 047 769 MWh.**



### 3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-13-12-4 от 30.04.2024 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 228,87 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 37,81 лв./MW\*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 280,74 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Условно-постоянни разходи – 357 365 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 105 413 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 27 221 хил. лв.; социални разходи – 16 380 хил. лв.; разходи за амортизации – 136 474 хил. лв.; разходи за ремонт – 26 572 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 45 305 хил. лв.;
- Променливи разходи – 1 816 772 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 309 998 хил. лв., консумативи – 59 248 хил. лв., други променливи разходи – 1 447 526 хил. лв. (такса услуга водоползване – 170 хил. лв., енергия за производствени нужди – 580 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия от свободен пазар – 850 хил. лв., депониране на пепелина – 5 722 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 1 440 203 хил. лв.);
- Възвръщаемост – 54 450 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 7 938 135 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 10 892 191 MW\*h.

Условно-постоянните разходи, заявени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, включват пет основни групи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията. Общата стойност на планираните условно-постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 357 365 хил. лв.

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

- Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период се увеличават с 2,57% спрямо отчетените за 2023 г. и възлизат на 105 413 хил. лв. Дружеството посочва, че на основание чл. 61, ал. 1 от сключен КТД за периода 01.01.2024 г. – 31.12.2025 г. и заповед № РД-21-13/11.01.2024 г. на изпълнителния директор е прието размерът на основните месечни трудови възнаграждения в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да се увеличи с 5%, считано от 01.01.2024 г.;

- Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 43 601 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Общата стойност на тези разходи също се увеличава през новия регулаторен период съобразно предвидения ръст на работните заплати;

- Планираните разходи за амортизации през новия ценови период възлизат на 136 474 хил. лв. Според „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите;

– Дружеството посочва, че ремонтната програма за новия регулаторен период е на стойност 26 572 хил. лв. Понижението на очакваните разходи за ремонт, в сравнение с отчетените през 2023 г., е в размер на 21 184 хил. лв. или 44,36%;

– Планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 45 305 хил. лв. и се увеличават с 15,50% спрямо отчетените за 2023 г. поради по-високите разходи за застраховки, разходи за въоръжена и противопожарна охрана, наем на хидротехнически съоръжения, безплатна предпазна храна и служебни карти за превоз на персонала;

– Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 633 493 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 140 200 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации. В стойността на РБА не е включен преоценъчен резерв;

– Използваната от дружеството НВ на собствения капитал (НВск) за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 3%, като среднопретеглената цена на капитала е 3,33%.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 7 935 135 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 1 816 772 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени квоти за въглеродни емисии, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи, като услуга водоподаване, енергия за собствени нужди и депониране на пепелина.

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

– Основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища, добивани от „Мини Марица изток“ ЕАД в Източноаришкия енергиен комплекс, които се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 306 548 хил. лв. при цена на въглищата от 01.03.2022 г. в размер на 87,35 лв./тУГ. Не е предвидено увеличение на цената на въглищата в рамките на новия регулаторен период;

– Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 3 450 хил. лв. и включват разходи за мазут – 1 623 хил. лв. и разходи за природен газ – 1 827 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база прогнозна цена от 812,08 лв./х.нм<sup>3</sup> с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа;

– При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик формирани от количеството варовик 989 682 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като сключените договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 58,35 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 57 748 хил. лв.;

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

– Разходите за квоти за парникови газове са формирани въз основа на очакването на дружеството да емитира 10 519 491 тона парникови газове, като цялото количество следва да бъде закупено по пазарни цени. Общата стойност на разходите за квоти за новия

регулаторен период е изчислена на 1 440 203 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 70 евро/тон.

В постъпилото заявление „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД излага и следните допълнителни аргументи за включването му в микса за регулиран пазар:

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

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

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

– Енергийна сигурност и гарантиране на снабдяването с електрическа енергия не означават и не се свеждат единствено до статистически данни за възникнали тежки аварии и предприети действия за тяхното отстраняване съгласно ПУЕЕС. Осигуряването на енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. Включването на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в енергийния микс на обществения доставчик за новия регулаторен период ще осигури гарантиране на енергийните доставки на територията на страната.

### 3.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 357 365 хил. лв. на 349 310 хил. лв., в резултат от извършена корекция на социалните разходи, разходите за горива за автотранспорт, разходите за материали за текущо поддържане, за застраховки, местни данъци и такси, пощенските разходи, разходите за абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, разходи за безплатна храна, охрана на труда, служебни карти и командировки до нивото, отчетено през базисната година.

Променливите разходи са коригирани от 1 816 772 хил. лв. на 1 787 046 хил. лв., тъй като предложената от дружеството стойност на разходите за квоти за въглеродни емисии в размер на 1 440 203 хил. лв. е коригирана на 1 412 833 хил. лв., като очакваното количество емитирани парникови газове е преизчислено на 10 319 575 тона. Разходите за покупка на енергия от свободен пазар не са включени в променливите разходи, а тези за депониране на пепелина са признати на ниво отчет за базисната година.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	7 938 135	7 938 135
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил. лв.	1 816 772	1 787 046
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	1 440 203	1 412 833

3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	357 365	349 310
4	Възвръщаемост	хил. лв.	54 450	54 450
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	2 228 587	2 190 806
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	280,74	275,98

**Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 275,98 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 2 190 806 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 938 135 MWh.**

#### **4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ АД**

##### **4.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозна информация**

Със заявление с вх. № Е-14-33-3 от 17.05.2024 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 239,76 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 40,68 лв./MW\*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 288,85 лв./MWh, без ДДС.

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

- Променливи разходи – 456 806 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 298 541 хил. лв., други променливи разходи – 158 265 хил. лв. (разходи за материали – 426 хил. лв., разходи за хидратна и негасена вар за СОИ – 3 254 хил. лв., разходи за поддръжка (депонирание) – 90 хил. лв., такса услуга водоползване – 291 хил. лв., вода за производствени нужди – 490 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия – 3 561 хил. лв., разходи за външни услуги – 3 917 хил. лв., разходи по чл. 36е от ЗЕ – 17 733 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 128 504 хил. лв.);
- Условно-постоянни разходи – 75 335 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 26 410 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 6 738 хил. лв.; социални разходи – 453 хил. лв.; разходи за амортизации – 12 360 хил. лв.; разходи за ремонт – 19 979 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 9 395 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 18 205 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 1 905 300 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW\*h.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 2 190 000 MWh;
- собствени нужди – 13,00%;
- нетна електрическа енергия – 1 905 300 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво, при средна калоричност на суровините 2 588 kcal./кг. – 375,8 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 431,94 г.у.г./kWh;
- разход на мазут – 6 000 тона.

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

- Разполагаеми два енергийни блока, тъй като един блок е в топлофикационен режим;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 180 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
- Обща брутна разполагаема мощност – 2 299 380 MW\*h;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,68%, при оборотен капитал 89 431 хил. лв. и регулаторна база на активите – 237 132 хил. лв.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки на горива. В разходите за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности, индексирани според официално отчетената инфлация. „ТЕЦ Бобов дол“ АД включва в разходите за квоти за въглеродни емисии емитираните през 2023 г. по цена от 70,66 €/тон.

Дружеството разпределя постоянните разходи на централата в съответствие с относителния дял в производството на електрическа енергия през отчетния период на топлофикационната част и на кондензационната част, без да посочва конкретни стойности.

За регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозира разходите за заплати да са в размер на 26 410 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2023 г., увеличени с 5% поради настъпилата инфлация в страната. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозира, са 7 191 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ АД предвижда амортизационни разходи в размер на 12 360 хил. лв., формирани на база отчет за 2023 г.

Разходите за ремонт са 19 979 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове № 1, № 2 и № 3. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми и отчетния период.

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 9 395 хил. лв., определени на база отчет за 2023 г. и отразена инфлация от 10% при част от разходите, които се влияят от нея. Съдебните, административните, експертните и одиторските разходи са намалени спрямо базовата 2023 г. с оглед очакванията на дружеството на база сключени договори.

#### **4.2. Ценообразуващи елементи**

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, се установи, че условно-постоянните разходи на дружеството са определени като отчетените през базисната година стойности (без разходите за амортизации) са индексирани с инфлационен коефициент в размер на 10%. В тази връзка корекция до отчетеното ниво през базисната година е извършена единствено на разходите за местни данъци, за които инфлацията е неприложима.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ не са признати, предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходите на производителите, съставляващи дължими на ФСЕС вноски в

размер на 5% от приходите от продадената електрическа енергия, без ДДС. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 128 504 хил. лв. на 127 304 хил. лв.<sup>29</sup>

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 905 300	1 905 300
2	Променливи разходи	хил. лв.	456 806	437 873
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	128 504	127 304
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	75 335	75 326
4	Възвръщаемост	хил. лв.	18 205	18 205
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	550 346	531 404
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	288,85	278,91

Предвид гореизложеното, цената на електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ АД е изчислена в размер на 278,91 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 531 404 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 905 300 MWh.

## 5. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

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

Със заявление с вх. № Е-14-34-2 от 17.05.2024 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 264,91 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 23,66 лв./MW\*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 356,03 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 35 763 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 8 980 хил. лв.; консумативи – 288 хил. лв.; други променливи разходи – 18 578 хил. лв. (такса услуга водоползване – 13 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия – 18 565 хил. лв.), разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 6 694 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 223 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 11 467 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 3 957 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 1 048 хил. лв.; социални разходи – 0 хил. лв.; разходи за амортизации – 3 678 хил. лв.; разходи за ремонт – 1 760 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 1 024 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 835 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 519 840 MW\*h;
- Нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 135 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 35 763 хил. лв., като в нея дружеството

<sup>29</sup> Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 70,00 €/тон

включва горива за производство: местни въглища – 88 085 т., биомаса – 69 200 т. и природен газ – 1 500 х.нм<sup>3</sup>, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени квоти за въглеродни емисии. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

– основното гориво, използвано в „ТЕЦ „Марица 3“ АД, са въглища от „Марица Енерджи“ ЕООД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 3 712 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електрическа енергия да е 395,9 гуг./kWh. Разходи за биомаса – 4 242 хил. лв. Действаща средна цена на гориво към 31.12.2022 г. – 160,77 лв./тУГ;

– разходите за газ за разпалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 1 026 хил. лв. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 500 х.нм<sup>3</sup>. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената от КЕВР цена;

– по отношение разходите за консумативи дружеството посочва, че с най-голяма тежест са разходите за варовик и хидратна вар, формирани от количеството им, използвано за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Планираните разходи за варовик и хидратна вар възлизат на 1 223 хил. лв.;

– разходите за квоти за въглеродни емисии са на стойност 6 694 хил. лв., при прогнозна цена от 60 €/тон. и прогнозно количество 57 039 тона, изчислени на база прогнозен горивен микс, необходим за изпълнение на производствената програма, пропорционален на отчетеното през 2022 г.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2024 – 30.06.2025 г. в размер на 3 957 хил. лв. Предвидено е увеличение на средствата за работна заплата в резултат на увеличение на средносписъчния състав на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства, дружеството посочва, че е необходимо да наеме и допълнителен персонал.

Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2020 г. е реализирало значителни инвестиции, необходими за възстановяване и модернизирание на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сероочистващи инсталации на блок 3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3“ АД планира ремонтна програма за новия период на стойност 1 760 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2022 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

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

Дружеството посочва, че в съответствие с „Указания за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метода за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите не е включена стойността

на преоценъчния резерв. Изчислената регулаторна база на активите, посочена в заявлението, възлиза на 11 927 хил. лв.

## 5.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установи, че условно-постоянните разходи на дружеството са определени като отчетените през базисната година стойности (без разходите за амортизации, които са намалени с 5%) са индексирани с инфлационен коефициент в размер на 5%, съответстващ на очакваната за 2024 г. инфлация. В тази връзка корекция до отчетеното ниво през базисната година е извършена единствено на съдебните разходи и тези за местни данъци, за които инфлацията е неприложима.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за закупена електрическа енергия са коригирани до отчетените за базисната година нива. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 6 694 хил. лв.<sup>30</sup> на 7 809 хил. лв.<sup>31</sup>

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	135 000	135 000
2	Променливи разходи в т.ч.	хил. лв.	35 763	36 045
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	6 694	7 809
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	11 467	11 463
4	Възвръщаемост	хил. лв.	835	835
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	48 064	48 342
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	356,03	358,09

**Предвид гореизложеното, цената на електрическата енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 358,09 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 48 342 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.**

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

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

Съгласно чл. 93а, ал. 1 от ЗЕ общественият доставчик НЕК ЕАД закупува

<sup>30</sup> Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица 3“ АД при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 60,00 €/тон

<sup>31</sup> Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 70,00 €/тон



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

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

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

С оглед на това, че определяната по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на производителите разполагаемост за производство на електрическа енергия е обвързана с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битовите крайни клиенти, периодът, за който следва да бъде определена разполагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с: вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-47-9 от 29.03.2024 г. и вх. № Е-13-47-12 от 30.04.2024 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-49-10 от 01.04.2024 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-7 от 29.03.2024 г. и вх. № Е-13-46-7 от 29.04.2024 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-13-77-9 от 01.04.2024 г. от „ЕСП Златни пясъци“ ООД, вх. № Е-13-12-4 от 30.04.2024 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-3 от 17.05.2024 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД и вх. № Е-14-34-2 от 17.05.2024 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД. Използвани са и данните, съдържащи се в подаденото и впоследствие оттеглено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД заявление с вх. № Е-14-24-7 от 10.05.2024 г., изменено със заявление с вх. № Е-14-24-7#2 от 21.05.2024 г.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са определени прогнозни количества електрическа енергия, които общественият доставчик ще продава за покриване на потреблението на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества, посочени по-долу:

- „Електрохолд Продажби“ ЕАД – 5 007 933 MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 387 068 MWh;
- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 981 281 MWh;
- „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 2 455 MWh.

Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните четири ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 633 614 MWh) и крайните снабдители (12 212 769 MWh) за следващия ценови период, при определянето на необходимите

количества електрическа енергия са използвани отчетните данни за 2023 г., които са индексирани с 1%. Предвид разминаванията в отчетите за заявената към НЕК ЕАД електрическа енергия от крайните снабдители и доставената такава до крайните клиенти и с оглед обезпечеността на обществения доставчик с електрическа енергия за нуждите на крайни битови клиенти на регулиран пазар, горните количества са индексирани с допълнителни 1,6% до 12 578 629 MWh.

Предвид горното е необходимо да се извърши оценка на производствените мощности, които трябва да се включат в разполагаемостта за производство на електрическа енергия. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, която не допуска определяне на разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, както и разпоредбата на чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, според която при изпълнение на правомощието си по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР прилага критериите по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

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

	Производител	Пълна цена за енергия, лв./MWh	Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	65,47	173,09	-62,18%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	90,78	173,09	-47,55%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	275,98	173,09	59,44%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ АД	278,91	173,09	61,14%
5	„ТЕЦ Марица 3“ АД	358,09	173,09	106,88%

Видно от горната таблица, с оглед изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ и чл. 24, ал. 2 от ЗЕ КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведено от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, и електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия. Предвид прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-

ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с принципите по чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ. В тази връзка определянето на количества на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, и разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ АД и „ТЕЦ Марица 3“ АД. За тези дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по т. II. по-горе тяхната регулирана цена би била с повече от 10 на сто над прогнозната пазарна цена по т. I. по-горе – арг. от чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

Предвид горните аргументи, следва да бъдат определени разполагаемост, съответно количества електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и на НЕК ЕАД за ВЕЦ, които са негова собственост.

Министърът на енергетиката е издал Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г., с която на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ министърът на енергетиката е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД обща годишна квота в размер на 2 628 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия (изчислена при два работещи енергийни блока на централата с обща мощност 300 MW през цялата година и съобразена с необходимостта на обществения доставчик от количества електрическа енергия за изпълнение на заявките на крайните снабдители), произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 9,35% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2023 г. Според същата заповед общата годишна квота следва да бъде произведена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик.

Горната заповед е издадена в изпълнение на т. 2 от Решение от 31.01.2020 г. на Народното събрание за предприемане на всички необходими мерки за недопускане в дългосрочен план прекратяване на функционирането и/или ограничаването на производствения капацитет на въглищните топлоелектрически централи от групата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, на решение на Министерския съвет по т. 22 от Протокол № 24 от 29.05.2024 г. и на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ с оглед сигурността на снабдяването с електрическа енергия на територията на страната.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители са представени в таблицата по-долу:

№	Електрическа енергия по централи, в MWh	За регулиран пазар
1	„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 628 000
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 500 kW	281 455
4	Топлофикационни и заводски централи под 500 kW	3 132
5	<b>Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ</b>	<b>6 068 587</b>
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 431 200
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905
8	<b>Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД</b>	<b>12 578 692</b>

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2023 г., като са взети предвид условията на § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

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

<b>Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители</b>							
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	<b>ОБЩО</b>
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	<b>MWh</b>
юли.24	81 255	322 600	260 458	180 700	86	32 591	<b>877 690</b>
авг.24	89 916	359 900	171 333	180 700	88	30 197	<b>832 134</b>
сеп.24	97 333	287 300	129 958	179 500	84	27 261	<b>721 436</b>
окт.24	102 157	299 200	199 958	184 600	86	22 731	<b>808 732</b>
ное.24	69 055	582 600	326 743	175 700	345	13 974	<b>1 168 417</b>
дек.24	108 112	791 600	329 958	305 704	441	12 984	<b>1 548 799</b>
яну.25	110 240	766 000	346 667	471 500	470	17 260	<b>1 712 137</b>
фев.25	111 131	532 600	321 333	235 600	444	20 249	<b>1 221 357</b>
мар.25	120 721	556 400	347 332	180 700	466	24 255	<b>1 229 874</b>
апр.25	77 986	359 600	299 958	175 700	408	24 237	<b>937 889</b>
май.25	67 191	283 000	242 298	180 600	130	26 060	<b>799 279</b>
юни.25	43 807	290 400	180 000	177 000	84	29 655	<b>720 946</b>
юли 2024-юни.25	<b>1 078 904</b>	<b>5 431 200</b>	<b>3 156 000</b>	<b>2 628 000</b>	<b>3 132</b>	<b>281 455</b>	<b>12 578 691</b>

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

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

- „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 65,47 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 022 383 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.;
- НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 90,78 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 276 675 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 047 769 MWh.

#### IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР, е в размер на 115,80 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,81 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 1 415 421 хил. лв. и количества електрическа енергия – 12 222 981 MWh.

В подаденото заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-01-7 от 01.04.2024 г., допълнено със заявление с вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г., НЕК ЕАД е изготвило прогноза за предстоящия регулаторен период при следните предпоставки и условия:

– количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са изчислени на база отчетените количества за периода 01.07.2023 г. – 31.03.2024 г. и количествата съгласно Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2024 г., с увеличение от 1% – 12 633 615 MWh;

– количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство и от възобновяеми източници са изчислени на база отчетените количества за периода 01.07.2023 г. – 31.03.2024 г. и количествата съгласно Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2024 г., с увеличение от 1% – 197 513 MWh;

– общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 5 943 500 MWh, като е увеличено спрямо количеството по Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. с 2 001 500 MWh. Увеличените количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД компенсират отпадането от 21.02.2024 г. на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД от обхвата на чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, поради изтичане срока на дългосрочното споразумение за изкупуване на енергия, сключено между дружеството и НЕК ЕАД;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД са в размер на 3 156 500 MWh;

– прогнозното количество електрическа енергия, което общественият доставчик предлага да закупи от кондензационни централи, е в размер на 2 600 000 MWh;

– количества електрическа енергия от ВЕЦ – 736 002 MWh;

– допълнителни количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим и покупко-продажба на свободния пазар с цел осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар – 200 000 MWh;

– компенсация от ФСЕС за предходния и следващия ценови периоди в размер на 1 328 686 хил. лв.;

– компенсация от ФСЕС за натупан дефицит в размер на 2 461 768 хил. лв.;

– компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществения доставчик за регулирания пазар – 5,79 лв./MWh.

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

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

<b>Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик</b>				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 431 200	355 581	65,47
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	97 943	90,78
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 628 000	725 275	275,98
4	„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	1 122 334	355,62
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 069	1 871	609,64
7	ВИ под 500 kW	281 455	85 043	302,15
<b>8</b>	<b>Средна покупна цена на обществения доставчик</b>	<b>12 578 629</b>	<b>2 388 047</b>	<b>189,85</b>

Разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД, са изчислени въз основа на елементите, заложиени във финансовите модели към сключените СИЕ.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2023 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 г.

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

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Компонентата е изчислена в размер на 5,70 лв./MWh.

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

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

<b>Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар</b>				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 431 200	355 581	65,47
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	97 943	90,78
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 628 000	473 076	180,01

4	„Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	568 123	180,01
5	ВИ под 500 kW	281 455	39 139	139,06
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 069	545	177,70
7	Общо количество електрическа енергия, необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 578 629	1 534 406	121,98
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			5,70
9	<b>Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8)</b>			<b>127,68</b>

Прогнозните пазарни цени на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници и на производителите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно раздел IIIа от НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност, идентичен подход е приложен и при определянето на прогнозната пазарна цена на производителите по чл. 93а от ЗЕ, като изчисленият коефициент е в размер на 1,04. В тази връзка, допълнителен аргумент е обстоятелството, че операторът на пазара може по реда и при условията на чл. 112, ал. 2, т. 1 от ЗЕ да откаже да потвърди графика на обществения доставчик, ако не е спазено задължението за предоставяне на резерв и допълнителни услуги по договори с оператора на електропреносната мрежа, което би довело до недостиг на електрическа енергия за задоволяване нуждите на регулирания пазар.

Поради това, че принципът по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите изисква балансирано изменение на цените на крайните клиенти, то производителите по чл. 93а не биха участвали с разполагаемост/количества електрическа енергия по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ за регулирания пазар, ако не съществуваше задължението на обществения доставчик по 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ за изкупуване на произведената от тях електрическа енергия. В тази връзка и с оглед спазване на посочения принцип на ЗЕ, разходите на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ следва да отразяват и разликата между разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, предназначена за регулирания пазар, и осреднените пълни разходи на производителите, които биха попълнили микса при липса на сключени СИЕ.

**Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е в размер на 127,68 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,70 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 606 039 хил. лв. и енергия – 12 578 629 MWh.**

## V. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към ЕЕС, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсирани 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 и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;

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

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

С писмо с вх. № Е-04-64-9 от 13.05. 2024 г. ФСЕС е представил подробна информация за очакваното неизпълнение на прогнозираните приходи на Фонда за настоящия ценови период.

ФСЕС посочва, че реализираните приходи от квоти към 31.03.2024 г. са в размер на 719 657 145 евро от продажбата на 9 882 500 броя квоти, като постигнатата средна цена е 72,82 евро/тон. За останалите три месеца до края на текущия регулаторен период прогнозира средната цена на квота да бъде около 65,00 евро/тон. При тази прогноза приходите от квоти за емисии на парникови газове до 30.06.2024 г. се очаква да бъдат с 600 601 хил. лв. по-малко, а приходите на ФСЕС от вноски по чл. 36е от ЗЕ със 150 000 хил. лв. по-малко от прогнозираните приходи в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР.

Към 13.05.2024 г. ФСЕС посочва, че има задължения към бюджета, възникнали от заявени лимити за плащания в Системата за електронни бюджетни разплащания (СЕБРА), в размер на 437 000 хил. лв. До края на текущия ценови период Фондът очаква разликата между разходите и приходите му да достигне 532 000 хил. лв.

Според Фонда ежемесечното реализиране на по-малко от очакваните приходи води до ликвиден недостиг на средства и невъзможност за покриване на заявените ежемесечни разходи за компенсиране на обществения доставчик и изплащане на премии на производителите на електрическа енергия. Ритмичността на постъпване на приходите и техният размер не съответстват на плащанията, които Фондът следва да компенсира всеки месец в рамките на ценовия период. Не съществува и законов механизъм ФСЕС да влияе на сроковете, в които следва да постъпват средства, нито законът предвижда източник, който да осигури оборотен капитал за покриване на прогнозираните разходи в съответното решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ в случай, че ликвидните средства на Фонда не са достатъчни и е налице дефицит. Предвид горното, в случай че приходите надвишават разходите в рамките на съответния ценови период, Фондът реализира излишък, който се използва като финансов буфер за погасяване на текущи ежемесечни плащания до набиране на прогнозираните средства. Наличието на буфер е от изключително значение за своевременното покриване на разходите от страна на Фонда и запазването на доверието в неговата стабилност на участниците на пазара. Липсата към настоящия момент на финансов буфер води до реална невъзможност ФСЕС да покрива задълженията си към обществения доставчик и към производителите за изплащане на премии. В случай, че не бъде одобрен от Министерството на финансите заявяваният ежемесечно лимит за плащане в СЕБРА, надвишаващ наличните финансови средства, Фондът няма да е в състояние да изплати които и да било от одобрените разходи. Това от своя страна ще доведе до сериозни финансови затруднения в разплащанията между обществения доставчик и производителите, съответно с доставчиците на въглища, както и между лицата, получаващи премии, и доставчиците на природен газ, кредитиращите институции и др.

Цената за задължения към обществото се прилага от ФСЕС, който управлява средствата по бюджета си за покриване и на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премии за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. – чл. 36б, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ.

## 1. Приходи на ФСЕС



Прогнозните приходи на Фонда за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са оценени на 1 912 591 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти за емисии на парникови газове за новия регулаторен/ценови период е оценен на 1 574 443 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на ЕЕХ и трендът на изменение на цените на квотите. Прогнозата е направена при прогнозираните средни цени от около 70,00 евро/тон. Отчетени са рисковете от изтегляне на квоти през втората половина на 2024 г. и заявеното намерение на Европейската комисия да увеличи предлагането на квоти под резерва за стабилност на пазара (MSR), както и предварителният тръжен календар за първото полугодие на 2025 г.

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 341 546 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 предвид разпоредбата на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

## **2. Разходи на ФСЕС**

### **2.1. Разходи за предходни регулаторни периоди**

В подаденото заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-01-7 от 01.04.2024 г., допълнено със заявление с вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г., НЕК ЕАД посочва, че:

– От началото на регулаторния период крайните снабдители са закупили с 285 479 MWh повече от предвиденото от КЕВР количество. Източник за осигуряване на тази електрическа енергия е борсовият пазар, в резултат на което са направени допълнителни разходи в размер на 16 221 хил. лв., които не са били включени в необходимите му приходи, а са финансирани от обществения доставчик;

– Поради специфичния профил на потребление на електрическа енергия на клиентите на крайните снабдители, задълженията на обществения доставчик за обезпечаване на дневните заявки за потребление на крайните снабдители, както и изпълнението на решението на КЕВР в частта му, свързана с покупка на енергия по определени квоти, ежедневно в определени часове на денонощието се натрупват излишъци на електрическа енергия. Тези излишъци общественият доставчик е длъжен да закупи от производителите, а крайните снабдители нямат нужда да консумират и съответно не са подали заявка за такива количества. Поради това общественият доставчик следва да реализира излишните количества на свободния пазар. Изготвен е анализ на покупката и продажбата на тези излишни количества електрическа енергия за периода юли 2023 г. – март 2024 г., които са закупени от производителите с определени от КЕВР в ценовото решение квоти за продажба на обществения доставчик и са реализирани на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД. Като разход за НЕК ЕАД енергията от излишък е остойностена по цената на енергийния

микс, определена в ценовото решение на КЕВР, а приходът е по постигната среднопретеглена цена от продажбите на сегмент „Ден напред“. Резултатът е прогнозна загуба в размер на около 55 938 хил. лв.;

– Общественият доставчик е недокомпенсиран с 4 829 хил. лв., вследствие отказ на ФСЕС с мотив за липса на предвидени от КЕВР средства в решението за съответния ценови период;

– Към обществения доставчик е предявена претенция от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързана с претенция към дружеството от „Мини Марица Изток“ ЕАД относно неизпълнението за закупуване на минимално количество въглища за календарната 2023 г. Задължението за минимално количество лигнитни въглища, които „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД следва да закупи по силата на сключеният с „Мини Марица Изток“ ЕАД договор е в размер на 5 184 000 тона. През календарната 2023 г. са подадени и доставени количества в размер на 3 271 032 метрични тона въглища. Поради неизпълнението за 2023 г. и във връзка с предявена претенция от доставчика за неприети количества въглища, „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД е предявило претенция по СИЕ към НЕК ЕАД за заплащане на компенсация за недоставени до минималното количество по договор лигнитни въглища в размер 27 642 хил. лв. НЕК ЕАД очаква подобна претенция и за 2024 г. на стойност около 38 000 хил. лв.;

– Към обществения доставчик е предявена претенция в размер на 2 556 хил. лв. от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързана с претенция на „Каолин“ ЕАД за недоставено минимално количество варовик във връзка със сключен договор. НЕК ЕАД очаква подобна претенция и за 2024 г. на стойност около 6 000 хил. лв.;

– Във връзка с европейски нормативни изисквания, свързани с ограничаване на негативните климатични промени, за да може да продължи дейност и да отговори на въведените изисквания, „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е извършила в периода 2012 г. – 2015 г. инвестиция за SO<sub>2</sub> & NO<sub>x</sub> Модернизация и между 2017 г. – 2021 г. BREF инвестиция, които към настоящия момент се оценяват на около 77 068 хил. лв. От тях КЕВР е признала и е компенсирала на НЕК ЕАД единствено 19 558 хил. лв. с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. Останалата част от извършените разходи в размер на 57 509 хил. лв., НЕК ЕАД счита, че следва да бъдат признати за възстановяване от ФСЕС;

– С протоколно решение на БЕХ ЕАД се възлага на изпълнителния директор на НЕК ЕАД да предприеме действия за компенсиране на генерирания в миналото тарифен дефицит и за сезиране на институциите за необходимостта от разработване, прилагане и нотифициране на механизъм за остойностяване и компенсиране на натрупания дефицит на НЕК ЕАД в размер на 2 461 768 хил. лв.

Съгласно чл. 34 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за признаване и компенсиране на невъзстановяеми разходи, произтичащи от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на този закон, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар. Съгласно ал. 3 от същата разпоредба енергийните предприятия подават заявление пред Комисията за признаване на разходите за невъзстановяеми и за установяване на размера им, като към заявлението се представят доказателства за основанието за възникване на невъзстановяемите разходи и за размера им.

Съгласно чл. 34, ал. 5 от ЗЕ Комисията, ръководейки се от принципите по чл. 23 и при отчитане на промените в конкурентните условия, преизчислява ежегодно максималния общ размер на компенсацията, свързана с невъзстановяемите разходи, и определя обема за възстановяване за съответния период. За допълнителните количества електрическа енергия, които общественият доставчик е закупил от борсовия пазар за обезпечаване на потреблението на регулирания пазар, същият следва да бъде компенсирани. Размерът на компенсацията, обаче, следва да се съобрази с обстоятелството, че е налице сериозно отклонение между прогнозната цена на квотите за въглеродни емисии и постигнатата средна такава за периода. В Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г., при изчислението на компенсацията на обществения доставчик за реализираната електрическа енергия на регулирания пазар от централите със сключени СИЕ, е заложена прогнозна цена на квотите за въглеродни емисии от 88,00 евро/тон, докато постигнатата е значително по-ниска. В тази връзка, посочените обстоятелства следва да бъдат взети предвид с оглед точното установяване на размера на невъзстановяемите за НЕК ЕАД разходи, както и за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В допълнение, неотчитането на тези обстоятелства ще доведе до двойно компенсиране на обществения доставчик, а именно: от една страна чрез претендираната компенсация от ФСЕС за допълнителни количества закупена електрическа енергия, а от друга – чрез реализирания надвзет приход от по-ниските цени на квотите за въглеродни емисии, спрямо предвидените в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г., съответно до нарушаване на интересите на клиентите. Следва да се отчете също и обстоятелството, че в резултат на намаленото диспечирание на „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД вследствие на по-ниските цени на борсовия пазар, общественият доставчик е реализирал по-ниска миксова цена, като по този начин е постигнал по-висок марж спрямо утвърдения в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г.

Във връзка с гореизложеното и при анализ и съпоставка на утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. количества и цени за регулаторния период с отчетените от обществения доставчик резултати, в т.ч. загубата от реализираните излишъци, допълнителните количества, закупени от борсовия пазар предвид завишените количества електрическа енергия за крайните снабдителите и по-високата постигната цена на „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД вследствие на намалено диспечирание, са установени спестени средства от НЕК ЕАД в размер на 92 683 хил. лв., като тази сума следва да се вземе предвид при остойностяване на компенсациите, които НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС за следващия ценови период.

В таблицата по-долу са представени стойностите на разходите на обществения доставчик за регулаторния период от 01.07.2023 г до 30.06.2024 г., които следва да се компенсират:

<b>Разходи на обществения доставчик</b>		
1	Разходи за „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързани с претенция към дружеството от „Мини Марица Изток“ ЕАД за 2023 г.	-27 642
2	Разходи за „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързани с претенция към дружеството от „Мини Марица Изток“ ЕАД за първо полугодие на 2024 г.	-22 809
3	Разходи за „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързани с претенция към дружеството от „Каолин“ ЕАД за 2023 г.	-2 556
4	Разходи за „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързани с претенция към дружеството от „Каолин“ ЕАД за първото полугодие на 2024 г.	-2 109
5	Разходи за предходни периоди, некомпенсирани от ФСЕС	-4 829
6	Общо разходи	-59 945
7	Спестени средства	92 683

Разходи на общественя доставчик		
8	Надвзет приход	32 737

По отношение на предявените за възстановяване от НЕК ЕАД разходи, които общественят доставчик е извършил до 2015 г., следва да бъде изготвен дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи регулаторни/ценови периоди при спазване на принципите, заложи в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите (чл. 23, т. 4 от ЗЕ), както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, като се отчитат задълженията на общественя доставчик, на крайните снабдителите и на операторите на електропреносната и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес, със задълженията към обществото и с невъзстановяемите разходи (чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ). Такъв дългосрочен механизъм може да бъде изготвен само след допълнителен анализ и проверка за установяване на реалния размер на тези разходи, както и каква част от тях може да бъде класифицирана реално като тарифен дефицит. Предявените от общественя доставчик за компенсация от ФСЕС разходи за периоди след 2015 г. са разгледани и приети за неоснователни от КЕВР в относимите за съответния регулаторен период решения на Комисията.

## 2.2. Разходи за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Разходите за следващия регулаторен период, които Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., са следните:

2.2.1. Разходи за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници в размер на 487 678 хил. лв.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	3 498
2	ВяЕЦ	16 997
3	ФтЕЦ	398 587
4	Биомаса	68 596
5	<b>Общо ВИ</b>	<b>487 678</b>

2.2.2. Разходи за компенсация на общественя доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от производители от възобновяеми източници, с инсталирана мощност под 500 kW, в размер на 45 774 хил. лв.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	290
2	ВяЕЦ	52
3	ФтЕЦ	42 030
4	Биомаса	3 402
5	<b>Общо ВИ</b>	<b>45 774</b>

2.2.3. Разходите на НЕК ЕАД 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, по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 522 831 хил. лв., формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 г.

2.2.5. Разходи на ФСЕС за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) в размер на 1 262 хил. лв., формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 г.

2.2.6. Разходите на НЕК ЕАД 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, по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.7. Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото, наложено на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества за задоволяване на нуждите на регулирания пазар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., в размер на 252 200 хил. лв.

Със № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г. министърът на енергетиката на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. обща годишна квота в размер на 2 628 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 9,35% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2023 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик, а според чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ разходите във връзка с тази заповед са разходи, произтичащи от наложено задължение към обществото. Съгласно чл. 70, ал. 1 във връзка с ал. 4 от ЗЕ министърът на енергетиката може да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, като извършените от енергийните предприятия допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ. С последната заповед се гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия за клиентите на регулирания

пазар до края на регулаторния период. Предвид факта, че разходите във връзка със Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г. на министъра на енергетиката ще възникнат за обществения доставчик през ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., същите следва да бъдат остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3. В тази връзка НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС компенсация в размер на 252 197 хил. лв., която представлява разликата между разходите, остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3., и тези по т. IV.3.

2.2.8. Компенсация на обществения за изкупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, в т.ч. за електрическа енергия и разполагаемост, за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ и дължима цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, в размер на 625 022 хил. лв.

### 3. Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.		
<b>I.</b>	<b>Приходи</b>	<b>1 912 591</b>
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	338 148
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по ЗОИК – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	1 574 443
<b>II.</b>	<b>Разходи</b>	<b>-1 912 030</b>
<b>1.</b>	<b>Разходи за предходни регулаторни периоди</b>	<b>32 737</b>
1.2.	Надвзет приход на обществения доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	32 737
<b>2.</b>	<b>Разходи за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.</b>	<b>-1 944 767</b>
<b>2.1.</b>	<b>Разходи за производители от ВИ</b>	<b>-533 452</b>
2.1.1.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от ВИ	-487 678
2.1.2.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ под 500 kW	-45 774
<b>2.2.</b>	<b>Разходи за производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</b>	<b>-524 093</b>
2.2.1.	Разходи за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-522 831
2.2.2.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-1 262
<b>2.3.</b>	<b>Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от „ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД</b>	<b>-252 200</b>
<b>2.4.</b>	<b>Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД</b>	<b>-625 022</b>
2.4.1.	Компенсация за изкупуване на електрическа енергия и разполагаемост	-554 211
2.4.3.	Компенсация за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ съгласно сключено СИЕ	-56 117
2.4.3.	Компенсация за дължимата цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	-14 694
<b>2.5.</b>	<b>Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ</b>	<b>-10 000</b>

Видно от изложеното по-горе, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които Фондът следва да извърши, които разходи от своя страна

следва да 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 лв./MWh.

**В баланса между приходи и разходи на ФСЕС за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. по-горе не е отчетена представената от фонда информация за очакван дефицит в размер на около 532 000 хил. лв., предвид Решение № 371 от 30.05.2024 г. на Министерския съвет, с което се предвижда предприемане на мерки и действия за покриване на натрупания дефицит по бюджета на ФСЕС.**

**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 лв./MWh, без ДДС.**

## **VI. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД**

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията, по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ, извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-49 от 29.03.2024 г.

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

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-49 от 29.03.2024 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,90 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 6,24 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 9,24 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 16,26 лв./MWh, без ДДС.

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

Цени		Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г. (лв./MWh)	Изменение, %
1	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	1,02	0,90	<b>-11,76%</b>
2	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,43	6,24	<b>156,79%</b>
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	4,86	9,24	<b>90,12%</b>
4	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	15,21	16,26	<b>6,90%</b>

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 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 33 300 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 28 611 хил. лв.;

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

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

б) разходите за ремонт и поддръжка са изчислени на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2024 г., утвърдени от управителния и надзорния съвети на ЕСО ЕАД;

в) разходите за безплатна храна и добавките към нея са увеличени в резултат от повишената минимална работна заплата 01.01.2024 г.;

г) разходите за командировки в страната и чужбина през 2024 г. са планирани в близо двоен размер спрямо отчетените през 2023 г. поради изменения и допълнения в Наредбата за командировките в страната (обн. ДВ. бр.27 от 2023 г.), съгласно които полагаемите средства за командировъчни разходи са увеличени със 100%;

д) 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 и очакваната средна годишна инфлация за 2024 г.;

е) разходите за амортизации са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми съгласно счетоводната политика на дружеството и при отчитане инвестиционната програма на дружеството за 2024 г., като се има и 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;

ж) разходите за членски внос в организации са 2 размер на 1 520 хил. лв. и включват членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), където ЕСО ЕАД е пълноправен член;

з) 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, Р Италия и Р Румъния 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 2 003 хил. лв.;

– 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 1 217 хил. лв.;

– разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, с платформата за прозрачност, както и с верификационната платформа на ENTSO-E, общо в размер на 365 хил. лв.;

– разходи за разработване на европейска платформа за обмен на балансираща енергия от автоматично задействаните резерви за вторично регулиране на честотата (проект PICASSO) на стойност 80 хил. лв.;

– разходи, свързани със Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между операторите на преносни системи (ОПС) и номинираните оператори на пазара на електрическа енергия (НОПЕ) 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 проекта XVID за времеви хоризонт „В рамките на деня“, в размер на общо 227 хил. лв.;

– разходи, свързани с участие в международното сътрудничество по управление на мрежата (IGCC) в размер на 37 хил. лв.;

– разходи за инфраструктурна услуга във връзка с многостранно споразумение за комуникационните мрежи с ENTSO-E в размер на 138 хил. лв.;

– непредвидени разходи по рамковото споразумение SAFA (рамково споразумение на синхронната зона) в размер на 1 962 хил. лв., възникнали в

резултат от причинено извънредно отклонение в честотата, които не са включени в регулираните цени на дружеството за периода 01.07.2023 – 30.06.2024 г.;

– разходи, произтичащи от сключеното по силата на Регламент 943/2019 Споразумение за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на електропреносните мрежи между европейските електроенергийни системни оператори, в размер на 12 023 хил. лв.;

1.1.3. Необходим оборотен капитал – 31 481 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.1.4. Регулаторна база на активите в размер на 67 629 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.1.5. Възвръщаемост – 1 353 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 4,00%, подробно аргументирана в т. 1.4.

## **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 01.07.2024 г. до 30.06.2025 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 – 31 190 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 24 060 хил. лв. 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 – 169 430 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 16 575 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 93 923 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 58 932 хил. лв.

На основание 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), размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, са определени както следва:

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

– резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW в посока нагоре;

– резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 100 MW в посока надолу;

– резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 650 MW в посока нагоре. Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 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. В тази връзка в Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. КЕВР е приела средствата за заплащане на разполагаемост за студен резерв в размер 650 MW\*h

средногодишно да се трансформират в допълнително количество резерв за ръчно вторично регулиране;

– резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) –150 MW в посока надолу за покриване на енергийния излишък на крайните снабдители;

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

– резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) –100 MW в посока надолу от ВЕЦ и ПАВЕЦ за покриване на излишък на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници.

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

– резерв за първично регулиране на честотата (симетричен продукт) и резерви за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности в посоки надолу и нагоре – 50 лв./MW\*h;

– резерви за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности в посоки надолу и нагоре – 10 лв./MW\*h.

Според дружеството предложените стойности на услугите за разполагаемост отразяват не само нуждата от по-адекватното им ценообразуване предвид пазарната среда, но и критичната необходимост от това да се дадат ясни сигнали към инвеститорите относно потребността от внедряване на нови маневрени мощности с постоянно производство;

1.2.4. Регулаторна база на активите в размер на 67 629 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.2.5. Възвръщаемост – 1 137 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 4,00%, подробно аргументирана в т. 1.4.

### **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 01.07.2024 г. до 30.06.2025 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 – 5 900 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 4 551 хил. лв. 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 – 49 570 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 135 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 17 767 хил. лв., разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 11 148 хил. лв. и разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 17 520 хил. лв., изчислени на база предложените в т. 1.2. средни цени за разполагаемост за отделните оперативни резерви;

1.3.4. Регулаторна база на активите в размер на 67 629 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.3.5. Възвръщаемост – 418 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 4,00%, подробно аргументирана в т. 1.4.

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 – 33 300 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 349 415 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати (възнаграждения) – 116 448 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 61 304 хил. лв.; разходи за амортизации – 84 303 хил. лв.; разходи за ремонт и поддръжка – 31 327 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 56 033 хил. лв.;

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

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

б) разходите за амортизации са определени на база отчет на въведени в експлоатация към 31.12.2023 г. активи и утвърдени амортизационни норми съгласно счетоводната политика на дружеството;

в) разходите за ремонт и поддръжка са изчислени на база разработена програма за ремонт и поддръжка на електропреносната мрежа за 2024 г., утвърдена от управителния и надзорния съвети на ЕСО ЕАД;

г) разходите за безплатна храна и добавките към нея са увеличени в резултат от повишената минимална работна заплата 01.01.2024 г.;

д) разходите за работно облекло са съобразени с изискванията на действащия в дружеството КТД. Прогнозираните разходи варират в резултат на това, че на всеки 2 години на работниците и служителите от дружеството се полагат едновременно зимно и лятно работно облекло. Съгласно сключения КТД зимното облекло е със срок на износване две години, а лятното работно облекло – една година;

е) разходите за командировки в страната и чужбина през 2024 г. са планирани в близо двоен размер спрямо отчетените през 2023 г. поради изменения и допълнения в Наредбата за командировките в страната (обн. ДВ. бр.27 от 2023 г.), съгласно които полагаемите средства за командировъчни разходи са увеличени със 100%;

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

з) 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 и очакваната средна годишна инфлация за 2024 г.;

и) 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 183 936 хил. лв., а на инвестиционната програма – 176 238 хил. лв., които представляват 110,8% от разчета;

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 175 443 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос – 34 199 134 MWh и остойностени по цена на електрическата енергия в размер на 222,08 лв./MWh. Цената е изчислена, като за периода 01.07.2023 г. – 29.02.2024 г. са взети реално закупените количества за технологичен разход и направените разходи за тях по постигнатите средночасови цени на БНЕБ ЕАД, а за периода 01.03.2024 г. – 30.06.2024 г. – прогнозните количества по определената от Комисията цена за технологичен разход съгласно Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. – 245,69 лв./MWh;

1.4.4. Корекция на основание чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на (минус) -10 533 хил. лв.;

1.4.5. Регулаторна база на активите – 2 264 229 хил. лв., в т.ч. 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 – 55 069 хил. лв.;

1.4.6. Приходи от реактивна енергия – 15 000 хил. лв.;

1.4.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 48 329 хил. лв.;

1.4.8. Възвръщаемост – 90 569 хил. лв.;

1.4.9. Норма на възвръщаемост – 4,00%. Дружеството обосновава предложеното увеличение на възвръщаемостта на собствения капитал от 3% на 4% с предстоящото изпълнение на мащабни стратегически за страната инвестиции, съответно с необходимостта от по-голям размер ликвидни средства дори и в случаите на частично безвъзмездно финансиране. Посочва, че съгласно чл. 15, ал. 4 от НРЦЕЕ Комисията

определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск и други. В тази връзка обръща внимание, че при утвърждаването на цените на електроразпределителните дружества КЕВР прилага норма на възвръщаемост в размер 5,74%. Посочва също, че в периода след 2021 г. Комисията прилага норма на възвръщаемост на собствения капитал при утвърждаването на цената за пренос и достъп в размери дори под нивото на доходността на безрисковите ДЦК. Държавните ценни книжа в лева, реализирани чрез аукциони, намиращи се в обращение към 31.12.2023 г. и с падеж 2024 г., са с годишна лихва от 4,00%. С предвидените изменения и допълнения в чл. 15 от НРЦЕЕ се предлага модел за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала чрез оценка на капиталовите активи, който според дружеството води до размер на нормата на възвръщаемост дори по-висок от 4%. Отбелязва, че в изпълнение на задължението по чл. 36е, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, ЕСО ЕАД извършва реални разходи, които не са признати в регулираните цени на електропреносния оператор и влошават паричния поток. При висока норма на възвръщаемост (от 4%), дружеството ще има възможност да поеме тези разходи, без да се влоши ликвидността му и оттам да бъдат поставени под риск стратегически проекти по мрежата, които изискват собствено финансиране.

## 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 28 611 хил. лв. на 26 945 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, разходите за свързване на пазарите, разходите за въоръжена и противопожарна охрана, безплатна предпазна храна, охрана на труда, обучение и квалификация, командировки и делегации са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 23 947 хил. лв.

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

№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	28 611	26 945
2	Възвръщаемост	хил. лв.	1 353	1 202

3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил. лв.	29 964	28 147
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 300 000	33 300 000
5	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС	лв./MWh	0,90	0,85

## 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 28 611 хил. лв. на 26 945 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, разходите за свързване на пазарите, разходите за въоръжена и противопожарна охрана, безплатна предпазна храна, охрана на труда, обучение и квалификация, командировки и делегации са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 23 947 хил. лв.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 като ценообразуващи елементи са включени:

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW, остойностен по 50,00 лв./MW\*h;
- резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW, остойностен по 50,00 лв./MW\*h;
- резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 650 MW, остойностен по 10,00 лв./MW\*h;

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители</b>				
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности	
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	19 710	
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	67 890	
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940	
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	26 945	
5	Възвръщаемост	хил. лв.	1 202	
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	172 687	
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	37 090 000	

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

<b>Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия</b>		
Позиция	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	172 687	37 090 000
Производители с динамично променяща се генерация	27 470	5 900 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	145 217	31 190 000

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

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители</b>				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	194 627	145 221
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	31 190 000	31 190 000
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	6,24	4,66



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

Съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора на електропреносната мрежа, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечирание във връзка с балансиране и др. Тази цена се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите с динамично променяща се генерация за съответния регулаторен или ценови период, като размерът на необходимите годишни приходи на тази цена се увеличава с дела на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация по чл. 26, ал. 2, изр. второ от НРЦЕЕ.

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

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

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

Съгласно чл. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12, чл. 27 и чл. 28 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на 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, т.е могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка може да се приеме за икономически обосновано в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10,00 лв./MW\*h.

При формиране на необходимите приходи от цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация е отчетен и 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:

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация</b>				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	17 520	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	36 601	27 470
3	Възвръщаемост	хил. лв.	418	44
4	Необходими приходи	хил. лв.	54 539	36 274
5	Прогнозни количества	MWh	5 900 000	5 900 000
<b>6</b>	<b>Цена за достъп</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>9,24</b>	<b>6,15</b>

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

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 349 415 хил. лв. на 322 844 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за горива, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, безплатна предпазна храна, охрана на труда, командировки, информационни услуги, обучение и квалификация, делегации, както и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за осигурителни вноски са преизчислени от 28 917 хил. лв. на 27 365 хил. лв. Разходите за представителни цели, както и тези за такси към БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, необходимият оборотен капитал е преизчислен съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ от 55 069 хил. лв. на 47 463 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%, съответстващо на нивото, утвърдено за текущия регулаторен период.

Количеството на технологичните разходи по преноса на електрическа енергия в размер на 790 000 MWh е остойностено по 178,64 лв./MWh в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена.

Предложеният от дружеството надвзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 10 533 хил. лв. е преизчислен на 47 826 хил. лв., като са взети предвид отчетните данни за количествата технологичен разход и цените на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г – 31.03.2024 г., сключените от дружеството дългосрочни договори на платформата на БНЕБ ЕАД и прогнозна цена за второ тримесечие на 2024 г. на пазара „Ден напред“ в размер на 126,48 лв./MWh. В резултат на гореописаните показатели среднопредтеглената пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, е изчислена в размер 172,52 лв./MWh, като при прилагане на

формулата съгласно чл. 27а от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи по чл. 27 от НРЦЕЕ следва да се коригират с (минус) – 47 826 хил. лв.

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

<b>Цена за пренос през електропреносната мрежа</b>				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	349 415	322 880
2	Възвръщаемост	хил. лв.	90 569	64 728
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	175 443	141 126
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. лв.	-10 533	-47 826
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-15 000	-15 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-48 329	-48 329
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	541 565	417 579
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 300 000	33 300 000
10	<b>Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>16,26</b>	<b>12,54</b>

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

**1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,85 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 28 147 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 300 000 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 4,66 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходимими годишни приходи 145 221 хил. лв. и количества електрическа енергия 31 190 000 MWh.**

**3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 6,15 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 36 274 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 5 900 000 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 12,54 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 417 579 хил. лв.**

**и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 300 000 MWh.**

## **VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА**

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-113 от 01.04.2024 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-35 от 29.03.2024 г. от „Електроразпределение Север“ АД и с вх. № Е-13-09-10 от 29.03.2024 г. от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД.

### **1. Приложим метод за регулиране**

За дружествата, получили лицензия за дейността „разпределение на електрическа енергия“, Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. е утвърдила, считано от 01.07.2021 г., приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ и регулаторен период с продължителност 3 години, който изтича на 30.06.2024 г. В тази връзка за тези дружества Комисията съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ следва да определи приложимия метод за регулиране за следващия регулаторен период, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ.

По отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, от 2005 г. КЕВР прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“, като цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи са утвърждавани при регулаторни периоди с продължителност, както следва: тригодишен (2005 г. – 2008 г.), петгодишен (2008 г. – 2013 г.), двугодишен (2013 г. – 2015 г.), тригодишен (2015 г. – 2018 г.), тригодишен (2018 г. – 2021 г.) и тригодишен (2021 г. – 2024 г.).

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Регулаторната практика в Европа показва, че с оглед спецификата на дейността „разпределение на електрическа енергия“ най-подходящият метод за регулиране на цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи е методът „горна граница на приходи“. При този метод на регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от регулатора целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на инвестиционната програма през предходната година и отчетените резултати. Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят

на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение само с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

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

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

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

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

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

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

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

*НП* – необходими годишни приходи;

*P* – годишните разходи за дейността по лицензията;

*РБА* – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

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

След анализ на постигнатите резултати от електроразпределителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи за първия ценови период от новия регулаторен период да бъде приложен единен подход, както следва:

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

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

### **2.2. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия**

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., Комисията е приела допустими нива на технологичните разходи за шестия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

- „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД – 7,5%;
- „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 7,5%;
- „Електроразпределение Север“ АД – 8,5%;
- „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

При извършения преглед на отчетените данни се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на електроразпределителните дружества през шестия регулаторен период. Всички дружества отчитат нива, които са под одобрените такива, което се явява предпоставка за преразглеждане на допустимия размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи, независимо, че в заявленията си за цени операторите на разпределителни мрежи излагат аргументи за запазването им на нивата, утвърдени за шестия регулаторен период. От една страна запазването на настоящия размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за седмия регулаторен период ще отнеме стимулите на мрежовите оператори за тяхното по-нататъшно оптимизиране, което от своя страна ще доведе до необосновано завишаване на разходите на дружествата, които се включват в цените за крайните клиенти, от друга, обаче, следва да се отчетат и предизвикателствата, пред които са изправени, предвид фундаменталния преход на енергийния сектор към устойчива и зелена икономика. Тази нова среда води до нови тенденции, създава и нови възможности за начина на използване, производство, пренос/разпределение и договаряне на енергия, което се случва с ускорени темпове. В същото време, отчитайки опасността от повишаване на разходите си (основно загубите

при разпределение и трансформация на електрическа енергия), електроразпределителните дружества поставят бариери пред присъединяванията на производители на електрическа енергия от ВИ, които наред с механизмите за оптимизация на потреблението и новите технологии за съхранение и производство на електрическа енергия се явяват двигателят на тази трансформация, част от която на национално ниво е постигане на 27,89% дял на енергията от ВЕИ в брутно крайно потребление на енергия до 2030 г.<sup>32</sup> В тази връзка регулаторът следва да намери баланса между интересите на крайните клиенти, тези на разпределителните дружества и политиката на Европейската комисия за декарбонизация на икономиката.

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

- за „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД – 7%;
- за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 7%;
- за „Електроразпределение Север“ АД – 8%;
- за „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

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

### 2.3. Разходи за амортизации

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

$$AM = (AM_1 + AM_2 + AM_3) / 3 - AM_\phi + (2,5 * AM_{И1} + 1,5 * AM_{И2} + 0,5 * AM_{И3}) / 3,$$

където:

$AM$  – средни разходи за амортизации през седми регулаторен период;

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

$AM_\phi$  – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$AM_{И1}, AM_{И2}, AM_{И3}$  – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова

<sup>32</sup> Стратегия за устойчиво енергийно развитие на Република България до 2030 година с хоризонт до 2050 г.



година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на седмия регулаторен период, като  $AM_1$ ,  $AM_2$  и  $AM_3$  отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2024 г., 2025 г. и 2026 г. При изчисленията на разходите за амортизации на инвестициите за периода 2024 г. – 2026 г. е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Следва да се отбележи, че изчисленията са направени върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин.

## 2.4. Регулаторна база на активите

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

$$РБА = A - \Phi - AM + ОК + И,$$

където:

$РБА$  е регулаторната база на активите;

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

$\Phi$  – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти, производители, оператори на съоръжения за съхранение и др.;

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

$ОК$  – необходимият оборотен капитал;

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

### 2.4.1. Балансова стойност на съществуващите активи

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

$$АБ = A - \Phi - AM,$$

където:

$АБ$  – средната балансовата стойност на съществуващите активи за седмия регулаторен период;

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

$\Phi$  – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти, производители, оператори на съоръжения за съхранение и др.;

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

С оглед коректната калкулация на стойността на активите, върху които електроразпределителните дружества ще реализират възвръщаемост през седмия

регулаторен период, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2024 г., 2025 г. и 2026 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружествата към 31.12.2023 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от седмия регулаторен период. В таблицата по-долу са представени стойностите на амортизациите, с които се намалява балансовата стойност на активите за базисната година по ценови периоди:

	<b>I ценови период</b>	<b>II ценови период</b>	<b>III ценови период</b>	<b>Средно за регулаторния период</b>
2024 г.	$AM_1-AM\phi$	$AM_1-AM\phi$	$AM_1-AM\phi$	$AM_1-AM\phi$
2025 г.		$AM_2-AM\phi$	$AM_2-AM\phi$	$(AM_2-AM\phi)*2/3$
2026 г.			$AM_3-AM\phi$	$(AM_3-AM\phi)/3$
ОБЩО	$AM_1-AM\phi$	$AM_1+AM_2-2*AM\phi$	$AM_1+AM_2+AM_3-2*AM\phi$	$(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM\phi)/3$

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

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

където:

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

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

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

#### 2.4.2. Среден номинален размер на инвестициите

Средният номинален размер на инвестициите е изчислен по формулата:

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

където:

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

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

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

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

	I ценова година	II ценова година	III ценова година	Средно за регулаторния период
2024 г.	$0,5 * I_1$	$I_1$	$I_1$	$2,5 * I_1 / 3$
2025 г.		$0,5 * I_2$	$I_2$	$1,5 * I_2 / 3$
2026 г.			$0,5 * I_3$	$0,5 * I_3 / 3$
ОБЩО	$0,5 * I_1$	$I_1 + 0,5 * I_2$	$I_1 + I_2 + 0,5 * I_3$	$(2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$

### 2.4.3. Необходим оборотен капитал

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

### 2.5. Норма на възвръщаемост

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

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

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

$$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC), \text{ където:}$$

където:

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

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

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

$DC$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

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

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

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

При утвърждаването на цените, прилагани от електроразпределителните дружества за втория регулаторен период, Комисията е определила норма на възвръщаемост от 12%, за третия регулаторен период – 7%, за четвъртия регулаторен период – 7,02%, за петия

регулаторен период – 6,67%, а за шестия регулаторен период – 5,74%, която да покрива специфичния и систематичен риск за инвеститорите.

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$НВ_{ск} = НВб + \beta L * (НВп - НВб),$$

където:

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;

НВп – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

### 2.5.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период (месец юни 2023 г. – месец май 2024 г.) по данни на Българската народна банка.

### 2.5.2. $\beta$ коефициент на активите

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>33</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент. Damodaran цитира и коригирана прогноза за  $\beta$  на активите, като корекцията се основава на предположението, че част от стойността на собствения капитал се състои от парични средства с  $\beta$  стойност, приета за нула. Стойностите, публикувани на сайта, са средно с 0,03 по-високи от реалните за енергийния сектор. При изчислението по-долу тези факти не са взети предвид, като е използван безлостов  $\beta$  коефициент от 0,52, въпреки че е възможно да се приеме и по-ниска стойност. Безлостовият отраслов  $\beta$  коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества (50:50) и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов  $\beta$  коефициент със стойност – 0,988.

<sup>33</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

### 2.5.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

### 2.5.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното, прилагайки формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2 и ал. 3 от НРЦЕЕ,

$$НВСК = 3,99\% + 0,988 \cdot (6,94\% - 3,99\%) = 6,90\%$$

$$НВПК = 3,99\% + 2,34\% = 6,33\%$$

$$НВ = 0,5 \cdot 6,90\% + 0,5 \cdot 6,33\% \cdot (1 - 10\%) = 6,30\%$$

$$НВ \text{ преди данъци} = 6,30\% \cdot (1 - 10\%) = 6,998\%$$

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане за електроразпределителните дружества за първата година от седмия регулаторен период е определена на 6,998%.

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

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

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

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

### **2.6.2. Корекция с фактора Z**

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, на основание чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

### **2.7. Разходи за балансиране**

В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране на технологичните разходи в размер на 1,80 лв./MWh, съответстващ на утвърдените разходи за балансиране за шестия регулаторен период. Поисканото от дружествата увеличение във връзка с нова методика за определяне на цени на балансиращата електрическа енергия не е обосновано предвид обстоятелството, че към настоящия момент липсват реални данни от прилагането ѝ.

### **2.8. 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 лв./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 ще засегне на практика най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, все още не е въведен ясен механизъм за защита.

## **3. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година на седмия регулаторен период**

### **3.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД**

Утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.1. цени, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01065 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02683 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени със заявление с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г. и действащите цени на дружеството:

<b>„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД</b>			
<b>Цени</b>	<b>Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС</b>	<b>Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.</b>	<b>Изменение</b>
	<b>лв./kWh</b>	<b>лв./kWh</b>	<b>%</b>
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01065	0,01065	<b>0,00%</b>
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,04232	0,04042	<b>-4,49%</b>
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02683	0,02817	<b>4,99%</b>
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00754	0,01336*	<b>неприложимо</b>

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени 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 179,96 лв./MWh, при коефициент 1,06, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД и прогнозна среднопотеглена пазарна цена за базов товар – 169,77 лв./MWh към 15.03.2024 г., на утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и на разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./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.

За седмия регулаторен период „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД е предложило 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 промяната на тарифната структура дава възможност да се оптимизира мрежата, в резултат на което ще се постигне: коректно формиране на стойността на мрежовите услуги и тяхното заплащане; ефективно разпределяне на ангажираните капацитети между клиентите и разпределителното дружество; развитие на мрежата съгласно реалните нужди на клиентите; по-висока сигурност и ефективно управление на капацитета на мрежата. Дружеството е направило подготовка и анализ на събраната предварително информация за предпазителите в електромерните табла на клиентите и потребеното количество електрическа енергия от всеки клиент за две години назад. Създаден е еталонен файл от битови клиенти, като за всеки абонат са налични данните за: предоставена мощност, стойност на номиналния ток на предпазителя, монтиран в електромерното табло и средно годишно потребление. Дружеството предлага формулирани критерии за разпределение на обектите по групи, като в една група се обединяват клиенти със сходни параметри. Критериите са следните: вид присъединяване

на обекта – еднофазно и трифазно; номинален ток на предпазителя в електромерно табло на обекта; годишно потребление (kWh). Определената мощност за всяка група представлява фиксирана осреднена стойност, валидна за всички клиенти от групата и отговаряща на критериите за годишно потребление и стойност на номинален ток на предпазителя, отразен в клиентската информационна система. Стойността на предоставената мощност ще подлежи на корекция (увеличение или намаление) при желание на клиента. „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД посочва, че с въвеждането на цена за достъп до електроразпределителната мрежа на база мощност не се увеличават необходимите приходи на дружеството, като в резултат на вътрешно преразпределение на мрежовите компоненти се постига увеличение на цената за достъп, за сметка на намаление на цената за пренос на ниско напрежение.

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

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

– Предложената стойност на оперативните разходи е 205 257 хил. лв., определени на база отчетените разходи за базисната 2023 г. в размер на 187 449 хил. лв., индексирани с инфлационен индекс за периода януари 2023 – декември 2023 г. спрямо периода януари 2022 – декември 2022 г. в размер на 9,5%;

– Прогнозна стойност на разходите за амортизации за седми регулаторен период – 80 272 хил. лв.;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 150 794 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, прогнозна пазарна цена от 179,96 лв./MWh, утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh.;

– РБА – 689 345 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. РБА в размер на 662 202, която включва призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период – 512 609 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 132 229 хил. лв., както и оборотен капитал за първата година от седмия регулаторен период – 44 506 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 57 560 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 8,35%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 393 354 MWh;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ – 141 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ в размер на (минус) -55 111 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2023 г. – 02.2024 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2024 г., и корекцията с фактора  $P_{t-2}$  за предходния регулаторен период с отчетни данни за м. юни 2023 г. в размер на (плюс) 7 228 хил. лв.

### **3.1.2. 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 2023 г. на дружеството и при прилагане на



единния подход за определяне на цените по т. VII.2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани от 205 257 хил. лв. на 187 499 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. Предвиденото от дружеството увеличение със 17 808 хил. лв., представляващи индексация с отчетена инфлация в размер на 9,5% за 2023 г., е необосновано, предвид обстоятелството, че при утвърден за предходния ценови период размер на тези разходи от 155 110 хил. лв. дружеството отчита 21% по-високи разходи от тази група, което е показателно, че не само инфлацията от предходната година, но и тази от следващите от регулаторния период е предварително акумулирана.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход, в размер на 80 272 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	86 268	80 949	74 046
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-13 855	-13 008	-12 149
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	72 413	67 941	61 897
4	<b>Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.</b>	<b>67 417</b>		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	<b>12 855</b>		
6	<b>Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.</b>	<b>80 272</b>		

– РБА е коригирана от 689 345 хил. лв. на 685 995 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4. от единния подход:

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

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2023 г., хил. лв.	795 366
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	144 417
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2023 г. (р.1-р.2), хил. лв.	650 949
4	Средна стойност на амортизациите $(3*AM1 + 2*AM2 + AM3 - 6*AMФ)/3$ , хил. лв.	138 340
5	<b>Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.</b>	<b>512 609</b>

б) среден номинален размер на инвестициите:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2024 г. (И <sub>1</sub> )	2025 г. (И <sub>2</sub> )	2026 г. (И <sub>3</sub> )
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	119 460	117 109	119 881
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	22 000	22 000	22 000
3	Амортизация – общо, хил. лв.	10 237	9 771	9 835
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	1 467	1 467	1 467

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2024 г. (И <sub>1</sub> )	2025 г. (И <sub>2</sub> )	2026 г. (И <sub>3</sub> )
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	88 690	86 804	89 513
6	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$	132 229		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 41 157 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са определени на 7% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.2. от единния подход;

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

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,998%, съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход, е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 141 хил. лв., като изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2021	2022	2023
		Отчет	Отчет	Отчет
1	Инвестиции – общо	100 075	93 916	95 940
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	25 255	21 505	26 853
3	Нетна амортизация, Ап	7 883	7 352	7 274
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	66 936	65 059	61 813
5	Среден номинален размер на инвестициите	98 612		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	105 460		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A1 + 1,5 * A2 + 0,5 * A3) / 3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	11 458		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	11 170		
9	Приложени корекция през първата и втората ценови години от регулаторния период	-457		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(р.5-р.6) * 5,74\% * 3 + (р.7-р.8) * 3 - р.9$	141		

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) – 69 056 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 411 583 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 430 544 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-

39 от 29.03.2024 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 29.02.2024 г., както и прогноза за месеците март – юни 2024 г.;

*Е<sub>прог.</sub>* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 315 039 хил. kWh;

*Е<sub>отч.</sub>* – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 609 224 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 28.02.2024 г., както и прогноза за месеците март – юни 2024 г.;

*TR<sub>одоб.</sub>* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

*Ц<sub>тр.</sub>* – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 272,94 лв./MWh;

– *Ц<sub>тр.</sub><sup>1</sup>* – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 200,29 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за второ тримесечие на 2024 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена, без прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 126,48 лв./MWh.

*P<sub>t-2</sub>* – 490 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора *Z* за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. (*Z<sub>t-1</sub>*), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора *Z*, използван в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на *Z<sub>t-1</sub>* са извършени по горната формула, където:

*П<sub>утв.</sub>* – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 604 025 хил. лв.;

*П<sub>отч.</sub>* – отчетени приходи в размер на 595 360 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г. за отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.;

*Е<sub>прог.</sub>* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 687 551 хил. kWh;

*Е<sub>отч.</sub>* – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 489 002 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г.;

*TR<sub>одоб.</sub>* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

*Ц<sub>тр.</sub>* – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

*Ц<sub>тр.</sub><sup>1</sup>* – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през

електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 390,94 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопотеглена цена за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., като постигнатата среднопотеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.

Zt-1 – (минус) -59 064 хил. лв.;

P<sub>t-3</sub> – (минус) -541 хил. лв.

Приложен Z фактор - (минус) - 60 095 хил. лв.;

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

<b>„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	187 449
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	141 805
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	80 272
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	685 995
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	512 609
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	132 229
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	41 157
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	48 006
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 69 056
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	141
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	388 617
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 393 354

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 – 0,01122 лв./kWh,
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03750 лв./kWh,
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02741 лв./kW/ден,
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00770 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 388 617 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 393 354 MWh.

### 3.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-113 от 01.04.2024 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

Утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г., в частта по т. II.5.2. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01080 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04366 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02617 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh.

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

<b>„Електроразпределение Юг“ ЕАД</b>			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01080	0,00651	-39,72%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,04366	0,03842	-11,99%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02617	0,05002	91,14%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./точка на потребление/месец	0,00803	3,66*	неприложимо

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени 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 178,01 лв./MWh, на утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и на разходи за балансиране в размер на 5,40 лв./MWh.

### **3.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация**

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 176 400 хил. лв., при отчетени през базисната 2023 година – 159 946 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс за периода януари 2023 – декември 2023 г. спрямо периода януари 2022 – декември 2022 г. в размер на 9,5%;
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации за седмия регулаторен период е 75 154 хил. лв., при утвърдени за шестия регулаторен период – 66 606 хил. лв.;

- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 139 353 хил. лв., при технологичен разход от 7,5%, изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 178,01 лв./MWh, утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 5,40 лв./MWh;
- РБА – 735 048 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. РБА в размер на 628 214;
- Възвръщаемост – 68 506 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 9,32%;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 8 611 515 MWh;
- Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ – (минус) -271 хил. лв.;
- Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ – (минус) -64 067 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2023 г. – 02.2024 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2024 г., както и корекцията с фактора  $P_{t-2}$  за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., поради използвани прогнозни данни за месец юни 2023 г.

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.

### 3.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2023 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. VII.2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 159 946 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в РБА, както и в амортизационните разходи, са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което следва да доведе до намаляване на оперативните им разходи;

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

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

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 75 083 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	88 960	85 639	79 724
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-22 425	-22 014	-21 338
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	66 535	63 625	58 386
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	62 849		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	12 234		
6	<b>Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.</b>	<b>75 083</b>		

– РБА е коригирана от 735 048 хил. лв. на 731 967 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход, като включва:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (без активи, придобити по безвъзмезден начин) в размер на 588 459 хил. лв.;

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2023 г., хил. лв.	950 489
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	233 616
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2023 г. (р.1-р.2), хил. лв.	716 873
4	Средна стойност на амортизациите $(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM_Ф)/3$ , хил. лв.	128 414
5	<b>Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.</b>	<b>588 459</b>

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2024 г. – 2026 г. в размер на 107 264 хил. лв.;

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2024 г. (И <sub>1</sub> )	2025 г. (И <sub>2</sub> )	2026 г. (И <sub>3</sub> )
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	126 542	126 970	126 370
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	47 000	47 000	47 000
3	Амортизация – общо, хил. лв.	11 141	9 738	9 635
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	2 350	2 350	2 350
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	70 751	72 582	72 085
6	<b>Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.</b> <b><math>I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3</math></b>	<b>107 264</b>		

в) необходим оборотен капитал – 36 244 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,998% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 1 453 хил. лв.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2021	2022	2023
		Отчет	Отчет	Отчет
1	Инвестиции – общо	85 070	118 308	149 454
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	24 846	38 396	55 956
3	Нетна амортизация, Ап	5 310	6 352	8 918
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	54 914	73 560	84 580
5	Среден номинален размер на инвестициите	96 638		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	107 206		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	9 087		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	8 666		
9	Приложени корекция през първата и втората ценови години от регулаторния период	-2 008		
10	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период <math>(р.5-р.6)*5,74\%*3 + (р.7-р.8)*3 - р.9</math></b>	<b>1 453</b>		

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -64 067 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 385 263 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 399 806 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-113 от 01.04.2024 г. относно отчетени



количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 29.02.2024 г., както и прогноза за периода март - юни 2024 г.;

$E_{\text{прог.}}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 637 854 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 687 095 хил. kWh;

$TR_{\text{одоб.}}$  – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

$C_{\text{пр.}}$  – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 272,94 лв./MWh;

$C_{\text{пр.}}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 201,32 лв./MWh.

$P_{-2}$  – (минус) -167 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, приложен в Решение Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.8. цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента.

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

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	159 946
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	130 002
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	75 083
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	731 967
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	588 459
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 264
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	36 244
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	51 223
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-64 067
8	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	1 453
9	<b>Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)</b>	<b>353 640</b>
10	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, MWh</b>	<b>8 611 515</b>

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

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01093 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03647 лв./kWh;

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02672 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh,  
необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 353 640 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 611 515 MWh.

### 3.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-35 от 29.03.2024 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

Утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.3. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02108 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04825 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,03090 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh.

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

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

„Електроразпределение Север“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,02108	0,01975	-6,30%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,04825	0,04522	-6,29%
цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,03090	0,03015	-2,42%
цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00959	0,03015*	неприложимо

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 254,91 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и разходи за балансиране от 2,80 лв./MWh. Дружеството е посочило, че при промяна на някои от съставляващите елементи по финансово свързаната верига, мрежовите цени ще бъдат различни от предложените в заявлението.

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 145 187 хил. лв., при отчетени през базисната 2023 година – 132 591 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс за периода януари 2023 – декември 2023 г. спрямо периода януари 2022 – декември 2022 г. в размер на 9,5% с обща стойност от 12 596 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 138 564 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,5%, утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 254,91 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и разходи за балансиране от 2,80 лв./MWh.;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 37 525 хил. лв., при утвърдени за шестия регулаторен период – 41 486 хил. лв.;

– РБА в размер на 289 715 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. РБА в размер на 269 841, която включва призната балансова стойност на активите за седми регулаторен период – 193 861 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седми регулаторен период – 60 385 хил. лв., както и оборотен капитал за първата година на седмия регулаторен период – 35 469 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 26 741 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 9,23%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 5 445 000 MWh;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период – (минус) -1 301 хил. лв.;

– Корекция с фактора Z – (минус) -41 956 хил. лв., която включва периодите  $t_1$  и  $t_2$ .

### 3.3.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2023 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 132 591 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.1. от единния подход;

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

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

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 37 525 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Север“ АД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	38 058	34 069	29 310
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-2 915	-2 435	-2 122
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	35 143	31 634	27 188
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	31 322		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	6 204		
6	<b>Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.</b>	<b>37 525</b>		

– РБА е коригирана от 289 715 хил. лв. на 282 689 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход, като включва:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (без активи, придобити по безвъзмезден начин) в размер на 193 861 хил. лв.;

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2023 г., хил. лв.	278 899
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	19 743
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2023 г. (р.1-р.2), хил. лв.	259 156
4	Средна стойност на амортизациите $(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM_Ф)/3$ , хил. лв.	65 295
5	<b>Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.</b>	<b>193 861</b>

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2024 г. – 2026 г. в размер на 60 385 хил. лв.;

„Електроразпределение Север“ АД		2024 г. ( $I_1$ )	2025 г. ( $I_2$ )	2026 г. ( $I_3$ )
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	50 000	50 000	50 000
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	5 515	5 680	5 850
3	Амортизация – общо, хил. лв.	4 844	5 245	4 486
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	789	812	837
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	40 430	39 888	40 500
6	<b>Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.</b> $I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3$	<b>60 385</b>		

в) необходим оборотен капитал – 28 444 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,998% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) - 1 300 хил. лв.

„Електроразпределение Север“ АД		2021	2022	2023
		Отчет	Отчет	Отчет
1	Инвестиции – общо	40 007	41 427	43 034
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3 037	3 070	5 390
3	Нетна амортизация, Ап	3 779	4 405	3 693
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	33 191	33 952	33 951
5	Среден номинален размер на инвестициите		50 294	
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.		48 133	
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3		5 967	
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.		7 272	
9	Приложени корекция през първата и втората ценови години от регулаторния период		-2 242	
10	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период <math>(р.5-р.6)*5,74\%*3 + (р.7-р.8)*3 - р.9</math></b>		<b>-1 300</b>	

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -45 502 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 295 448 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 304 818 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-35 от 29.03.2024 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 29.02.2024 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2024 г.;

$E_{прог.}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 490 283 хил. kWh;

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 376 154 хил. kWh;

$TR_{одоб.}$  – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8,5%;

$C_{мп.}$  – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 272,94 лв./MWh;

$C_{мп.}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 208,92 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните

данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за второ тримесечие на 2024 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена, без прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 126,48 лв./MWh.;

$P_{t-2}$  – (минус) -1 261 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора  $Z$  за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора  $Z$ , приложен в Решение Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.8. цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента.

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

<b>„Електроразпределение Север“ АД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	132 591
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	94 963
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	37 525
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	282 689
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	193 860
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	60 385
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	28 444
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. ( $p.4 * p.5$ )	19 783
7	Корекция с фактор $Z$ , хил. лв.	-45 502
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 300
<b>9</b>	<b>Необходими годишни приходи, хил. лв. (<math>p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8</math>)</b>	<b>238 059</b>
<b>10</b>	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, MWh</b>	<b>5 445 000</b>

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01278 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03625 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02898 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh,

необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 238 059 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

#### **3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД**

Утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,01273 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04341 лв./kWh.

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

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД със заявление с вх. № Е-13-09-10 от 29.03.2024 г. и действащите цени на дружеството:

<b>„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД</b>			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа	0,04341	0,05264	21,26%
цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти * в лв./kW/ден	0,01273	0,01460*	неприложимо
цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти	0,01273	0,00957	-24,82%

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 2 579 хил. лв., при отчетени през базисната 2023 година – 2 211 хил. лв.;
- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 574 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 3,62%, утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 254,91 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh;
- Разходи за амортизации – 210 хил. лв., при утвърдени за шестия регулаторен период – 240 хил. лв.;
- РБА в размер на 2 197 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. РБА в размер на 1 927, която включва призната балансова стойност на активите за седми регулаторен период – 1 546 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седми регулаторен период – 257 хил. лв., както и оборотен капитал за първата година на седмия регулаторен период – 394 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 126 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 55 293 MWh;
- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период – (минус) -15 хил. лв.;
- Корекция с фактора Z – (минус) -55 хил. лв.

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД посочва, че към настоящия момент цената за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти се определя на база консумирана електрическа енергия. Според дружеството този подход не отразява справедливо икономическата логика за покриване на постоянните разходи с одобрените необходими приходи. Отбелязва, че постоянните разходи на дружеството не зависят от консумираната електрическа енергия, поради което предлага цената за достъп за небитови клиенти да се определя на база предоставена мощност. Счита този подход за по-справедлив, като дружеството съответно следва да събира приходите от цената за достъп на равни месечни вноски, независещи от консумацията на електрическа енергия за съответния месец.

### 3.4.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2023 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 2 211 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.1. от единния подход;
- Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 5%, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;
- Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.7. от единния подход;
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 211 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	244	192	156
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-43	-31	-16
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	201	161	140
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	167		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	43		
6	<b>Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.</b>	<b>211</b>		

- РБА е коригирана от 2 197 хил. лв. на 1 797 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход, като включва:
  - а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (без активи, придобити по безвъзмезден начин) в размер на 193 861 хил. лв.;



„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2023 г., хил. лв.	1 794
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	248
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2023 г. (р.1-р.2), хил. лв.	1 546
4	Средна стойност на амортизациите $(3*AM1 + 2*AM2 + AM3 - 6*AMФ)/3$ , хил. лв.	355
5	<b>Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.</b>	<b>1 191</b>

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2024 г. – 2026 г. в размер на 257 хил. лв.;

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2024 г. (И <sub>1</sub> )	2025 г. (И <sub>2</sub> )	2026 г. (И <sub>3</sub> )
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	197	202	211
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	0	0	0
3	Амортизация – общо, хил. лв.	29	29	28
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	0	0	0
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	168	173	183
6	<b>Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.</b> <b><math>I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3</math></b>	<b>257</b>		

в) необходим оборотен капитал – 349 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,998% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) - 20 хил. лв.

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2021	2022	2023
		Отчет	Отчет	Отчет
1	Инвестиции – общо	200	161	203
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	9	0	0
3	Нетна амортизация, Ап	28	28	6
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	163	133	197
5	Среден номинален размер на инвестициите	235		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	253		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	38		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	35		
9	Приложени корекция през първата и втората ценови години от регулаторния период	27		
10	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на</b>	<b>-20</b>		

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2021	2022	2023
	регулаторния период (р.5-р.6)*5,74%*3 + (р.7-р.8)*3 - р.9			

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -75 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 220 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 3 189 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-09-10 от 29.03.2024 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 29.02.2024 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2024 г.;

$E_{прог.}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 57 364 хил. kWh;

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 56 808 хил. kWh;

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

$Ц_{мп.}$  – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 272,94 лв./MWh;

$Ц_{мп.}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 211.93 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД;

$P_{t-2}$  – (минус) -8 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, приложен в Решение Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР.

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	2 211
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	584
3	Разходи за амортизации	211
4	Регулаторна база на активите	1 797
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 191
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	257
4.3.	Необходим оборотен капитал	349
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%

<b>„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД</b>		
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	126
7	Корекция с фактор Z	-75
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	-20
9	<b>Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)</b>	<b>3 036</b>
10	<b>Количество електрическа енергия за разпределение</b>	<b>55 293</b>

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03741 лв./kWh;
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02049 лв./kW/ден;
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00927 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 3 036 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 55 293 MWh.**

## **VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ**

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-9 от 29.03.2024 г. и с вх. № Е-13-47-12 от 30.04.2024 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-10 от 29.03.2024 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-46-7 от 29.03.2024 г. и с вх. № Е-13-46-7 от 29.04.2024 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и с вх. № Е-13-77-9 от 01.04.2024 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

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

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен единен подход, както следва:

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

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

**1.3.** В цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Към настоящия момент такива прогнозни разходи не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната 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 чувствително и необосновано увеличение на цената за задължения към обществото.

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

## **2. Цени и необходими годишни приходи на електроснабдителните дружества за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.**

### **2.1. „ЕЛЕКТРОХОЛД ПРОДАЖБИ“ ЕАД**

Със заявления с вх. № Е-13-47-9 от 29.03.2024 г. и с вх. № Е-13-47-12 от 30.04.2024 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

#### **2.1.1. Предоставена от „Електрохолд Продажби“ ЕАД прогнозна информация**

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 г., в частта по т. П.6.1., цени, без ДДС, по които „Електрохолд Продажби“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

<b>„Електрохолд Продажби“ ЕАД</b>			
<b>Показатели</b>	<b>Утвърдени с Решение № 14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС</b>	<b>Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.</b>	<b>Изменение</b>
	<b>лв./kWh</b>	<b>лв./kWh</b>	<b>%</b>

Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
<b>1. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,14875	0,13099	<b>-11,94%</b>
- Нощна	0,05997	0,12211	<b>103,62%</b>
<b>2. Една скала</b>	<b>0,14875</b>	<b>0,13099</b>	<b>- 11,94%</b>

Прогнозата на „Електрохолд Продажби“ ЕАД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 564 382 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;

– Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 0 (нула) хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;

– Компонента за дейността – 61 915 хил. лв., в т.ч. оперативни разходи – 25 851 хил. лв., норма на възвръщаемост – 8,81%, възвръщаемост – 6 822 хил. лв. и разходи за балансиране – 29 243 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 873 766 MWh.

### 2.1.2 Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „Електрохолд Продажби“ ЕАД се установи, че дружеството е предложило стойности на ценообразуващите елементи, които не са в съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. Съгласно тази разпоредба размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, а дружеството е предложило стойност на необходимите годишни приходи, съответстващи на компонента в размер на 10,97%. В чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ е посочено, че в утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия не се включват цената за задължения към обществото и разходи за балансиране, като последните са част от компонентата за дейността (арг. от чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ). Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не предвижда включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ.

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

„Електрохолд Продажби“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско	

<b>„Електрохолд Продажби“ ЕАД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.
	лв./kWh
<b>напрежение</b>	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16209
- Нощна	0,07102
2. Една скала	<b>0,16209</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 684 165 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 5 007 933 MWh.

**Клиентите на „Електрохолд Продажби“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:**

- 1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01339 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03750 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00770 лв./kWh.**

## **2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД**

Със заявление с вх. № Е-13-49-10 от 01.04.2024 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

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

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД не е предложило за утвърждаване конкретен размер на цени за снабдяване на битови крайни клиенти. Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 г., в частта по т. П.6.2., цени, без ДДС, по които дружеството продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, са представени в таблицата по-долу:

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>			
Показатели	Утвърдени с	Предложени цени,	Изменение

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>			
	Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	
	лв./kWh	лв./kWh	%
<b>Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение</b>			
<b>1. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,14667	-	-%
- Нощна	0,05531	-	-%
<b>2. Една скала</b>	<b>0,14667</b>	-	-%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 783 668 хил. лв., изчислени въз основа на прогнозна годишна покупна цена на електрическа енергия за дейността „снабдяване с електрическа енергия“ в размер на 178,72 лв./MWh;
- Компонента за дейността – 14,27 лв./MWh, в т.ч. компонента за икономически обосновани разходи за дейността „снабдяване с електрическа енергия“ в размер на 4,42 лв./MWh, компонента за икономически обосновани разходи за балансиране в размер на 7,61 лв./MWh и компонента за възвръщаемост за дейността в размер на 2,24 лв./MWh;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 384 892 MWh.

## 2.2.2 Ценообразуващи елементи

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

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,15925
- Нощна	0,06832
<b>2. Една скала</b>	<b>0,15925</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 599 351 хил. лв.;

– прогнозни количества електрическа енергия – 4 387 068 MWh.

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

1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01339 лв./kWh,
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03647 лв./kWh,
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh.

### 2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявления с вх. № Е-13-46-7 от 29.03.2024 г. и с вх. № Е-13-46-7 от 29.04.2024 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 г., в частта по т. II.6.3., цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2024 г., са обобщени в таблицата по-долу:

<b>„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД</b>			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
<b>Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение</b>			
<b>1. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,15076	0,15099	<b>0,15%</b>
- Нощна	0,05279	0,05287	<b>0,15%</b>
<b>2. Една скала</b>	<b>0,15076</b>	0,15099	<b>0,15%</b>

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 341 814 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР цена на обществения доставчик и цена за задължения към обществото;

– Компонента за дейността – 23 939 хил. лв. Дружеството посочва, че предложеният размер на компонентата е максимално допустимият съгласно НРЦЕЕ, но въпреки това не е достатъчен да покрие действителните му разходи с 12 448 хил. лв., които включват отчетените разходи за дейността за 2023 г., индексирани с инфлационен индекс от 9,5%, в размер на 15 720 хил. лв., разходи за балансиране, изчислени на база 5,54 лв./MWh, в размер на 16 353 хил. лв. и възвръщаемост в размер на 4 314 хил. лв., при НВ от 9,23%;



– Количества електрическа енергия за снабвяване на крайни клиенти – 2 951 764 MWh.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заявява и следните допълнителни разходи за утвърждаване от КЕВР за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.:

– Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 643 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 10 973 хил. лв.

### 2.3.2. Ценообразуващи елементи

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

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

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

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

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

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.4. от единния подход, в цените не са включени разходи за несъбираеми вземания.

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

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16339
- Нощна	0,06638
2. Една скала	<b>0,16339</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 407 296 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 981 281 MWh.

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

1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01339 лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03625 лв./kWh;
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh.

#### 2.4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

Със заявление с вх. № Е-13-77-9 от 01.04.2024 г. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

##### 2.4.1 Предоставена от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД прогнозна информация

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е предложило за утвърждаване конкретен размер на цени за снабдяване на битови крайни клиенти. Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 г., в частта по т. П.6.4., цени, без ДДС, по които дружеството продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, са представени в таблицата по-долу:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
<b>Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение</b>			
<b>1. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,14187	-	-%
- Нощна	0,07187	-	-%
<b>2. Една скала</b>			
	-	-	-%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 394 хил. лв., изчислени въз основа на прогнозна годишна покупна цена на електрическа енергия за дейността „снабдяване с електрическа енергия“ в размер на 160,33 лв./MWh;
- Компонента за дейността – 29 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 2 455 MWh.

#### 2.4.2. Ценообразуващи елементи

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

<b>„ЕСП Златни Пясъци“ ООД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,15465
- Нощна	0,08470
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 335 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 455 MWh.

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

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01339 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00927 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03741 лв./kWh.

<b>ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2024 г.</b>	
<i>(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)</i>	
„Електрохолд Продажби“ ЕАД	2,74%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	1,46%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	-0,90%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	0,25%
<b>СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ</b>	<b>1,39%</b>

Изказвания по т.3:

Докладва Пл. Младеновски. След промяната в ЗЕ влизането в сила на либерализацията на пазара е отложено от 01.07.2024 г. на 01.07.2025 г. и основанията за определяне на цени и изготвяне на доклада са както при предходните години.

По отношение на прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период:

Направен е анализ на основните фактори, които влияят върху прогнозната пазарна цена. Изтъкнати са два основни фактора, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия за следващите четири тримесечия, съвпадащи с регулаторния период.

Първият е цената на природния газ на европейските борси. Изложени са данни, от които се вижда корелацията между двете цени, но тя не винаги е пълна. Може да се даде пример със случаите, когато работят много ФЕЦ. В края на м. февруари, м. март и м. април е имало отрицателни цени, които напоследък не се наблюдават предвид обстоятелството, че повечето оператори на мрежи са предприели различни мерки за ограничения на соларната енергия, особено за управление на излишъците от соларна енергия. По този начин до някаква степен това предлагане е урегулирано. Въпреки това работата на фотоволтаиците и на излишъците, които те предизвикат оказва сериозен натиск на средната цена надолу, т.е. независимо от цената на газа, когато има голямо предлагане на соларна енергия, цените са много ниски и съответно средната цена се влияе повече от производството на възобновяема енергия, отколкото съответната цена на природния газ. Доказателство за това са последните два дни, в които се вижда, че няма екстремно ниски цени, както и отрицателни, но спредът между часовете със силно производство на електрическа енергия и пиковите часове (особено вечерния пик) достига до 150 лв., което е перфектна цена за стимулиране развитието на съоръжения за съхранение на енергия. Ако този спред се запази за около 3-4 хил. часа в годината, икономически започва да излиза сметката за инсталация на подобен вид съоръжения, но това е отклонение от темата.

В доклада е направен анализ на средните цени по тримесечия, постигнати на българската и унгарската борса. Взет е период от 01.03.2024 г. до 18.05.2024 г., който съвпада с изготвянето на доклада и е приета една горе-долу средна стойност, която съвпада с върха на графиката през периода 01.03.2024 г. до към 12.04.2024 г. и след това, когато е имало един ясно изразен пик, с дъното на пика. Вижда се, че пикът има две гърбици и сега отново се устремява към нов връх. Взета е една средна стойност на цената. Ако е трябвало да бъде изчислена към днешна дата, тази цена от 173,02 лв. би следвало да е с точно с 15,4% по-висока, а именно на около 199,83 лв. Както е казано по време на обсъждането на предходна точка от дневния ред, има още месец до постановяване на решението и ако се види, че цената тръгне много нагоре и премине границата от 200-210 лв., тогава няма как тази ниска цена да бъде запазена и би следвало да се актуализира, както и да се актуализира цената на природния газ. Единствената причина, поради която фючърсите се вдигат е само и единствено цената на природния газ.

Цената на природния газ върви нагоре предвид късното захлаждане през м. май в Европа и по-голямата консумация. Предлагането на природен газ е намаляло и поради това, че норвежките тръбопроводи са в планов годишен ремонт. Процентът на запълване на хранилищата не върви по план, а пазарите следят точно това. След като хранилищата не са запълнени или има изоставане, цената отива нагоре и обратното: ако се презапълнени цената ще пада. Пл. Младеновски каза, че се надява, че през този месец климатичните условия ще са благоприятни и цените ще се върнат до предходните нива.

По отношение на производителите на електрическа енергия:

В Комисията е представено заявление от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, което по-късно е оттеглено. След това е депозирано ново заявление, което също е оттеглено. Представени

са заявления от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД, НЕК ЕАД. Представено е и писмо от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, което по-скоро уведомява Комисията за писмо, което е изпратено до министъра на енергетиката, в което се казва, че ако реши да се възползва от правото си по чл. 4от ЗЕ и да издаде заповед за задължително изкупуване, дружеството е готово да поеме определен брой количества при определени цени, зависещи от съответното определено количество.

Ал. Йорданов запита дали последно в Комисията има заявление от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД.

Пл. Младеновски отговори, че последно няма заявление от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. Комисията се възползва от правото си да изчисли цена на дружеството по служебен път, която е на база служебно известна информация. В тази връзка е използвана информацията, която е предоставена като отчетни данни в двете заявления за цени и е определена служебна цена в размер на 65,47 лв. Взети са отчетни данни от минали периоди. Единствената направена корекция е в разходите за ремонт. Количествата са преизчислени на база на средни количества от последните пет години.

Пл. Младеновски продължи с докладването. По отношение заявлението за ВЕЦ, НЕК ЕАД е поискало цена в размер на 144,88 лв. Причината за това е ниското производство от ВЕЦ, поради липсата на ПАВЕЦ. Съгласно изискванията на Наредба № 1, количествата за ВЕЦ се определят, независимо колко са реални или не, на база на средната стойност за последните 11 години. Това е приложено и от работната група. Добавени са и разходи на НЕК ЕАД за закупуване на електрическа енергия от пазара за работата на ПАВЕЦ. При поискана цена в размер на 144,88 лв., определената цена е в размер на 90,78 лв.

Изчислени са и цени на въглищните централи. Цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е в размер на 275,98 лв./MWh; на „ТЕЦ Бобов дол“ АД е в размер на 278,91 лв./MWh; на „ТЕЦ Марица 3“ АД в размер на 358,09 лв./MWh. За тези три въглищни централи е ясно, че няма как да се определи цена и съответно разполагаемост, тъй като тяхната цена е с повече от 10% над прогнозната пазарна цена. За тях не би следвало да се определя цена и да попадат в микса на регулирания пазар. Въпреки това, е получена заповед от министъра на енергетиката с дата от 31.05.2024 г., с която определя обща годишна квота за изкупуване на енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД на 2 628 000 MWh, които са включени в енергийния микс на НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик.

Ал. Йорданов каза, че е друг въпрос защо министърът на енергетиката от наличните въглищни централи със съответната разполагаемост и цени избира цялото количество допълнително произведена енергия да се закупи именно от ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД.

Пл. Младеновски продължи с докладването. В доклада са подробно представени количествата за разполагаемост и на месечните разполагаеми количества, като обърна внимание, че в таблицата с месечната разполагаемост е допусната техническа грешка. При централите с комбинирано производство на електрическа енергия са поместени данните от предходна година за всичките 12 месеца. Общото количеството е представено по-високо. То е 3 069, което по никакъв начин не се отразява на цените. Общото количество, изкупувано от обществения доставчик трябва да бъде 12 578 629 MWh. Това ще бъде поправено при публикуването на доклада на страницата на Комисията в интернет.

Ал. Йорданов каза, че след докладването техническата грешка се счита за отстранена.

Пл. Младеновски каза, че в резултат на измененията цената на обществения доставчик е определена на 127,68 лв. и при 5,70 лв. надценка за дейността. Досега тя е била 115 лв.

По отношение на приходите и разходите на Фонда. Те са изчислени при значително

намалени количества и намалени количества на търгуваните емисии. Вчера е получен и докладът на ЕК, с квотите на самите държави. Считано от 01 септември до 31 август се намаляват с 24%, т.е. бройката квоти, от която всяка държава получава приходи. Само до края на годината това е с 1 500 000 по-малко изтъргувани квоти за България. В същото време при изчисляване на 5% вноса е отчетено и какво случва. Произведената в България енергия през деня е основно от фотоволтаици, които са въведени наскоро в експлоатация и не плащат вноса в размер на 5%. В същото време произведената в страна електроенергия се търгува на ниски цени, предвид конкуренцията, а в часове, в които цените са високи енергията в по-голяма си част е от внос. Ако се изчислява на количество потребена енергия в България, тогава средната цена, която се получава само за енергията, произведена в страната, е с около 30% по-ниска, отколкото средната цена, която се появява на борсата. За енергията от внос не се плащат 5% и оттам има разминавания в приходите от 5% във Фонда. Това не е само поради средната цена. Ако средната цена в България е 150 лв., това означава, че средната цена за енергията, произведена само в България е от порядъка на 110 лв., респективно и приходите от 5% би следвало да са от по-ниската цена.

Ив. Н. Иванов каза, че това е точно така. През деня производството значително надхвърля потреблението. Вечерта тази ситуация се обръща и има внос на по-високи цени.

Пл. Младеновски каза, че по отношение на разходите на Фонда е изчислен надвзет приход на обществения доставчик в размер на 92 683 000 лв. От една страна това е надвзет приход поради добре стекли се обстоятелства, т.е. цените на квотите на американските централи са по-ниски спрямо определените, но от друга страна надвзетият приход е напълно от замената на електрическа енергия от въглищни централи с енергия от пазара. Общественият доставчик е предприел стратегия, съгласно която максимално са намалени въглищните централи, за да не се плащат квоти за емисии, а необходимата му енергия се набавя от борсовия пазар. Пл. Младеновски поясни, че има спестяванията по пера: колко са от квоти, колко са от енергия, но за всеки случай е направил един общ анализ, за да не се дублират някои от разходите и по този начин да се изкара по-висок или по-нисък надвзет приход. От друга страна, неработата на въглищните централи е предизвикала неочаквани разходи за обществения доставчик, които са отразени в доклада. „Мини Марица Изток“ ЕАД е предявило претенции за недоставени въглища във връзка с take-or-put клаузата в договора. Тя е в размер на 27 642 000 лв. „Каолин“ ЕАД също е предявило претенции на стойност 2 556 000 лв., тъй като явно има същата клауза. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД правят обществени поръчки, а „Ей И Ес –ЗС Марица Изток 1“ ЕООД имат клауза take-or-put и за варовика. Това ще се изследва допълнително до постановяване на окончателното решение.

В същото време работната група е включила и допълнителни разходи за недоставени въглища, защото претенциите са само за 2023 г. Пл. Младеновски каза, че очаква да има претенции и поне за първата половина от този период, тъй като НЕК ЕАД продължава със същата стратегия, виждайки какво се случва: възможно най-ниска работа на „Ей И Ес –ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и купуване на енергия от пазара, тъй като е по-изгодно икономически. Общите разходи, които общественият доставчик претърпява на база на тази стратегия са около 60 000 000 лв. Има 92 000 000 лв. надвзет приход. Във Фонда е включен надвзет приход, който би следвало да бъде възстановен от обществения доставчик, който е в размер на 32 737 000 лв.

Останалите разходи са за закупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници и топлофикации, като през тази година има обратен тренд. През миналата година разходите за ВЕИ са били около 300 000 000 лв., а за топлофикации около 1,1 млрд. лв. През тази година, поради падането на прогнозната пазарна цена, разходите за

ВЕИ са повече. Общите разходи за ВЕИ са 533 500 000 лв., а разходите за топлофикации са 524 000 000 лв. Това е в резултат и на по-ниската цена, и на надвзетите от топлофикациите средства, които в момента им се изземват и съответно цените им са по-ниски.

*Говори Ал. Йорданов, без микрофон.*

Пл. Младеновски каза, че структурата на производството се променя, но новите ВЕИ нямат преференциални цени и продължи с докладването. По отношение на ЕСО ЕАД единственото нещо, което по време на общественото обсъждане може би ще предизвика сериозен интерес и дебат е увеличената цена за достъп на производители, както за конвенционални централи, така и за производители от ВЕИ. Причината за това е вдигането на пределните разходи, които Комисията определя на ЕСО ЕАД за закупуване на разполагаемост и то само за разполагаемост за първично и за вторично регулиране, които са съответно 45MW и 155 MW (общо 200 MW). КЕВР се е съобразила с предложението на ЕСО ЕАД, което предлага вдигане на тези разходи от 10 лв./MW на 50 лв./MW. Това предложение е съобразено и със средните цени, които се заплащат за подобен вид услуги на регионалния пазар и в Европа. По този начин би следвало да се стимулира изграждането на нови мощности, които да предлагат подобен вид услуги на ЕСО ЕАД. В момента това се предлага единствено от НЕК ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В момента единствено „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предлага услуги по първично и вторично регулиране на чистотата, което при липса на заповед, каквото основание от първи юли следващата година няма да има, на никой не му е ясно откъде ЕСО ЕАД ще си набавя тези услуги за първично и вторично регулиране. Техният обем е регламентиран от ENTSO-E, т.е. тези 45MW и 155 MW не са приумица на оператора. Регламентирано е, че това са минималните задължителни количества, които той трябва да осигури за тези две услуги. Основната промяна за ЕСО ЕАД е тази.

Другата промяна е, че както при електроразпределителните дружества, така и при ЕСО ЕАД има сериозна сума надвезет приход от технологичните разходи от предходния регулаторен период, тъй като те са остойностени с по-висока от реално постигната цена. Той е изчислен на 47 826 000 лв., при предложени от дружеството 10 000 000 лв. При всички има такова преизчисление. Пл. Младеновски каза, че според него до края на м. юни най-вероятно ще се наложи тези суми да бъдат намалени, т.е. те няма да са толкова високи, тъй като при изчисленията, които са извършвани преди около месец е използвана прогнозна цена за периода м. април-май-юни, която е в размер на 126,70 лв., а се вижда, че поради по-студения м. май има повишение на цената. Само към настоящия момент тя е към 136 лв. Ако се запази този по-висока цена, ще се наложи във финалното решение има преизчисление и съответно цените да бъдат малко повишени спрямо предложените в доклада.

По отношение на електроразпределителните дружества:

Сега се влиза в нов регулаторен период и се предлага приложим метод на регулиране *горна граница на приходи* (каквато е и към момента) и дължина на регулаторния период от три години, което е доказано, че работи най-добре. Комисията може да определи срок между 2 и 5 години. До момента е имало двугодишни, тригодишни и петгодишни периоди. Опитът показва, че при тригодишен период най-балансирано се отчитат и всички разходи са подробно описани.

По-специфичното тук е, че има сериозен Z фактор. При „Електрохолд“ е над 69 000 000 лв., при ЕВН е 64 000 000 лв. и около 50 000 000 лв. при „Енерго-Про“. Технологичните разходи са намалени като процент, а не само като цена: с половин процент на всички дружества, съответно на 7% и 8%. Единствено при „Златни пясъци“ са запазени на 5%. Искането за увеличение на оперативните разходи не е уважено, тъй като исканата от тях инфлация вече е акумулирана. Ако се направи сравнение между

утвърдените за първата година на предходния регулаторен период и поисканите за първата година на този регулаторен период, т.е. за три години, разликата е 58%. През тези три години наистина е имало сериозна инфлация, но по никакъв начин не е акумулирана 58% инфлация.

Останалите корекции, които са направени са подробно описани в общия подход. Пл. Младеновски поясни, че няма да се спира на всяко дружество. Единственото по-различно нещо спрямо предходния регулаторен период е изчислената норма на възвръщаемост. Тя е повишена спрямо предходния период от 5,74% на 6,998%. Причината е по-високата цена на заемния капитал. Винаги нормата на възвръщаемост за електроразпределителните дружества е целева при целево съотношение на капитала 50 на 50. В случая има сериозно увеличение на цената на привлечения капитал, което води до по-висока норма на възвръщаемост. През предходния регулаторен период цената на привлечения капитал е била под 1%, а сега е близо 4%. Това неминуемо влияе и върху общата норма на възвръщаемост преди данъци.

Както вече предварително е коментирано, цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружествата метод: като постоянна компонента, а е запазен сегашният метод на изчисление. Пл. Младеновски поясни, че няма да се спира на конкретни дружества. При крайните снабдители отново е приложен единен подход. Приложени са старите разпоредби на Наредбата. Количествата им са коригирани, предвид факта, че миналата година потреблението им е около 10% по-високо, отколкото те са заявили, а общественият доставчик продължава да закупува енергия от пазара, но тя не е остойностена в крайната му цена. Променени са предложените от крайните снабдители количества, като са увеличени с 1% спрямо отчетените за предходния период. В резултат на това крайните цени за битови клиенти се изменят по следния начин:

При „Електрохолд Продажби“ ЕАД има увеличение с 2,74%; при „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – увеличение с 1,46%; при „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – намаление с 0,9%; при „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – увеличение с 0,25%. Средно претегленото изменение е в размер на 1,39%.

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 на Комисията да обсъди следните решения:

- 1. Да приеме доклада;*
- 2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите, 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.*

Ив. Н. Иванов каза, че Пл. Младеновски е представил подробно доклада и текущо е отговорил на някои въпроси, зададени от страна на Комисията.

Ал. Йорданов каза, че подкрепя така изготвения доклад и всички аргументи в него. Единственото нещо, което иска да отбележи е, че колебливата и непоследователна политика на изпълнителната власт не влияе добре на цените на пазара и на регулираните цени за клиентите на регулиран пазар. В този смисъл енергийната политика на правителството следва да бъде по-устойчива, по-предвидима и не толкова колеблива, за да има положително влияние върху пазара и цените в средносрочен и дългосрочен план. Парирането на ценовите колебания към даден момент (в случая към този ценови период) носи своите средносрочни и дългосрочни последствия, които в никакъв случай не са така благоприятни за ценовите равнища.

Ив. Н. Иванов каза, че иска да запита нещо, което е свързано с енергийните дружества. Прави впечатление, че липсва „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, вероятно защото няма заявление. Реално дружеството е в ситуацията, в която е и „ТЕЦ Марица



изток 2“ ЕАД – на свободния пазар. Биха могли да си подадат заявление, както са направили останалите дружества, включително „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и т.н. Ако дружеството е подало заявление, трудно е можело да се обясни, защо след като Конституцията поставя на равно държавната и частната собственост със заповед на министъра се дава разрешение за допълнително производство на енергия от 2,626 TWh в рамките на годината, а това не се прави за „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД.

Пл. Младеновски каза, че работната група към министерството е посочила като причина предложената по-ниска цена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. За това количество „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е поискало с около 13 лв. по-скъпа цена. Комисията няма заявление, за да го разгледа. Има заповед и писмо към заповедта, в което са обяснени мотивите към това решение.

Ив. Н. Иванов каза, че ако е имало заявление, Комисията също е можела да съпостави това.

Пл. Младеновски каза, че писмото е описано в доклада. Няма заявление, а има писмо, с което се препраща писмото на министъра и съответно на какви цени дружеството би било готово да предостави енергия, ако има заповед. Средната цена за това количество е била от порядъка на 288 лв.

Ив. Н. Иванов запита каква е цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД.

Пл. Младеновски отговори, че е 275 лв.

Ал. Йорданов каза, че това производство, което е протекло изцяло пред министъра на енергетиката не трябва да бъде коментирано, защото абсолютно е възможно да са налице частни производители от съответната технология на производство, които могат да предложат и по-изгодна цена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Това е преценка на министъра. Каквата е, такава е.

Ив. Н. Иванов каза, че той си поема отговорността за това. Ив. Н. Иванов поясни, че е прочел писмото на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. В него буквално се заявява нула норма на възвръщаемост и единствено да се осигури работа на хората, които са в ТЕЦ „Марица изток 3“. Затова настояват, което за някои хора звучи доста примамливо. Не е ясно как ще се продължи. Ив. Н. Иванов каза, че по т. 2 от проекта на решение насрочва открито заседание на 11.06.2024 г. от 11:00 часа. Срокът за представяне на становища от дружествата след това изтича същия ден (11.06.2024 г.) в 15:00 часа. Закритото заседание за приемане на проект на решение ще бъде в същия ден от 16:00 часа. Общественото обсъждане ще се проведе на 13.06.2024 г. от 11:00 часа, като се определя 14-дневен срок за представяне на становища. Закритото заседание, на което Комисията ще излезе с решение относно цените в сектор „Електроенергетика“ ще се проведе на 30.06.2024 г. Част от тези дати и часове ще бъдат включени в проекта на решение, който ще се приеме на 11.06.2024 г. от 16:00 часа.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари по доклада.

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 ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2024 г.

2. Насрочва открито заседание на 11.06.2024 г. от 11:00 ч. за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, на което да бъдат поканени упълномощени представители на заявителите, като се осигури възможност и 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 предложения и становища във връзка с откритото заседание и публикуваните доклад и проект на решение по т. 1 до 15:00 часа на 11.06.2024 г.

В заседанието по **точка трета** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.4.** Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-704 от 31.05.2024 г. относно **утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.**

Административното производство е образувано по подадено от държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ (ДП НКЖИ) заявление с вх. № Е-13-147-2 от 29.03.2024 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

С Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ приложим метод на регулиране „горна граница на приходи“ и продължителност на четвъртия регулаторен период – 3 години, както и е утвърдила за първата ценова година на регулаторния период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,12979 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 37 044 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

С Решение № Ц-20 от 01.07.2022 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ за втората ценова година от четвъртия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,14274 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 43 401 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 304 059 MWh.

С Решение № Ц-15 от 30.06.2023 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ за третата ценова година от четвъртия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,13139 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 42 984 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 327 160 MWh.

Предвид горното в разглежданото административно производство на ДП НКЖИ следва да се утвърди приложим метод на регулиране, продължителност на новия регулаторен период и цена по чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ.

Съгласно чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) Комисията с решение определя приложим метод за регулиране на енергийните предприятия, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ. С оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране, както и на равнопоставеност с дружествата, осъществяващи дейността „разпределение на електрическа енергия“, е обосновано при регулирането на цената за разпределение на тягова електрическа енергия на ДП НКЖИ да продължи да се прилага методът „горна граница на приходи“ съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ, при който регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. При този метод за регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от КЕВР целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на определените показатели за предходната година. Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

При определяне на продължителността на петия регулаторен период на дружеството следва да бъдат взети предвид следните обстоятелства: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за ДП НКЖИ и за неговите клиенти; по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа, да отчита изменението на потреблението на тягова електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др. С оглед гореизложеното е обосновано да бъде утвърдена продължителност от 3 (три) години на петия регулаторен период за ДП НКЖИ. По този начин във връзка с промяната в структурата на разходите, включени в цената за разпределение на тягова електрическа енергия и инфраструктурните такси, събирани от ДП НКЖИ за достъп до железопътната инфраструктура, ще се балансират стимулите и рисковете, произтичащи от по-продължителен ценови период, както за дружеството, така и за клиентите му.

По силата на чл. 9, ал. 3 от Закона за железопътната инфраструктура (ЗЖИ) ДП НКЖИ е основен управител на железопътната инфраструктура и дейността му е регламентирана в норми на европейското и на вътрешното законодателство. В Регламента

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 2015/909) са уредени редът и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на 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. В чл. 3, пар. 1 от Регламент 2015/909 се посочва, че преките разходи за цялата мрежа се изчисляват като разликата между разходите за предоставяне на услугите от пакета за минимален достъп и за достъп до инфраструктурата, която свързва обслужващи съоръжения, от една страна, и от друга – недопустимите разходи. Като преки разходи, които следва да се включат в пакета за минимален достъп съгласно Регламент 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, не следва да са ценообразуващ елемент на 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, информационните технологии и съобщенията.

## **I. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация**

Със заявление с вх. № Е-13-147-2 от 29.03.2024 г. ДП НКЖИ е предложило за първата ценова година от петия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,16422 лв./kWh, без ДДС, при следните ценообразуващи елементи:

1. Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е в размер на 25 207 хил. лв., в т.ч. разходи за закупена електрическа енергия за технологични разходи в размер на 2 000 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 15 509 хил. лв.;

3. Регулаторната база на активите (РБА) е в размер на 43 109 хил. лв., в т.ч.:

– призната балансова стойност на активите – 120 316 хил. лв.;

– среден номинален размер на инвестициите – 40 006 хил. лв.;

– необходим оборотен капитал – 4 558 хил. лв.;

4. Необходимите годишни приходи са в размер на 49 092 хил. лв.;

5. Нормата на възвръщаемост на капитала е в размер на 1,17%;

6. Количеството електрическа енергия, разпределена до клиентите на тягова електрическа енергия, е в размер на 298 940 MWh.

## II. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на ДП НКЖИ и представения годишен финансов отчет на дружеството за 2023 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

### 1. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия.

#### 1.1. Размер на технологичните разходи:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. КЕВР е определила на ДП НКЖИ технологичен разход за третия и съответно за четвъртия регулаторен период в размер на 7% и 4,7% от количеството пренесена активна електрическа енергия.

В заявлението си за утвърждаване на цени ДП НКЖИ посочва, че е извършена експертна оценка на потенциала за енергийна ефективност на съответните мрежи чрез намаляване на технологичните разходи, както и анализ на преноса, разпределението, управлението на товарите и ефективното функциониране на разпределителната мрежа на дружеството. Във връзка с това дружеството е предложило технологичен разход в размер на 4,7% от пренесената електрическа енергия.

При извършения преглед на отчетените данни на дружеството се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на ДП НКЖИ за четвъртия регулаторен период до 1,42%. Тази тенденция показва, че дружеството е предприело действия и мерки за оптимизиране, ефективно управление и експлоатиране на електроразпределителната мрежа, което е довело и до намаляване на технологичния разход.

Предвид горното и с оглед определения метод за регулиране е обосновано технологичният разход за пренос на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт през следващия регулаторен период да бъде определен в размер на 2,00% от пренесената електрическа енергия.

#### 1.2. Цена на електрическата енергия за технологичен разход

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. Прогнозните нива на технологичните разходи по разпределението се остойностяват по сумата от тази цена, цената за задължения към обществото и цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа (чл. 28, ал. 3 от НРЦЕЕ). В доклад с вх. № Е-Дк-697 от 30.05.2024 г. е изчислена прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 185,38 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,85 лв./MWh, цена за пренос през електропреносната мрежа в размер на 12,54 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh. В тази връзка прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на ДП НКЖИ е в размер на 200,57 лв./MWh.

### 2. Разходи за амортизации

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

$$AM = (AM_1 + AM_2 + AM_3) / 3 - AM\phi + (2,5 * AM_1 + 1,5 * AM_{II_2} + 0,5 * AM_{II_3}) / 3,$$

където:

$AM$  – средни разходи за амортизации през петия регулаторен период;

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

$AM\phi$  – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$AMI_1$ ,  $AMI_2$  и  $AMI_3$  – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на петия регулаторен период, като  $AM_1$ ,  $AM_2$  и  $AM_3$  отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2024 г., 2025 г. и 2026 г.

*ХИЛ. ЛВ.*

1	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	15 535
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	-11 114
3	Амортизация на инвестициите	3 041
<b>4</b>	<b>Среден годишен разход за амортизации</b>	<b>7 462</b>

### 3. Регулаторна база на активите

#### 3.1. Балансова стойност на съществуващите активи

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

където:

$AB$  – средна балансовата стойност на съществуващите активи за петия регулаторен период;

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

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

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

С оглед изчисляване на стойността на активите, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2021 г., 2022 г. и 2023 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружеството към 31.12.2023 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от четвъртия регулаторен период. В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по следната формула, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

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

където:

$AMB$  – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

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

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

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2023 г.	120 316
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	89 952
3	Средна стойност за периода на изведени от експлоатация активи	35
4	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2023 г. (р.1-р.2- р.3)	30 329
5	Средна стойност на амортизациите $(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM\Phi)/3$	8 841
6	<b>Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.4-р.5)</b>	<b>21 488</b>

### 3.2. Среден номинален размер на инвестициите

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

където:

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

$I_1, I_2$  и  $I_3$  – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

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

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружеството следва да реализира възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията. Прилагайки горната формула, средният номинален размер на инвестициите е изчислен в размер на 39 981 хил. лв.

### 3.3. Необходим оборотен капитал

Съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в случай, че дружеството не представи информация и необходимите документи за изчисляването на необходимия оборотен капитал или КЕВР 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 е извършена корекция по отношение на заявления от дружеството необходим оборотен капитал, в резултат на която необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 4 461 хил. лв.

### 4. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“

При изчисляване на експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ са взети предвид стойността на заявените от дружеството разходи за експлоатация и поддръжка, административните разходи и разходите с общо предназначение, които са намалени с разходите за закупена електрическа енергия за технологичен разход. В тази връзка експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ са изчислени в размер на 43 149 хил. лв.

### 5. Норма на възвръщаемост

Не са извършвани корекции на предложената от ДП НКЖИ стойност на нормата на възвръщаемост в размер на 1,17%.

### 6. Корекции съгласно чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР прилага и за първата година от регулаторния период корекция с инвестиции, като корекцията отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, намалено с приложените през ценовите му периоди годишни корекции за инвестиции. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ при прилагане на метода "горна граница на приходи" се извършва и корекция с фактора Z, като в чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ е предвидена възможност за първата година от регулаторния период КЕВР да приложи корекция с фактора Z.

#### 6.1. Корекция съгласно чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ

По отношение на извършените от ДП НКЖИ инвестиции е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 1 773 хил. лв.

		2020 г. (И1)	2021 г. (И2)	2023 г. (И2)
		отчет	отчет	отчет
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	7 153	28 879	15 137
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	1 247	26 134	5 442
3	Нетна амортизация, Ап, хил. лв.	712	410	1 448
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	5 195	2 335	8 247
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 * I1 + 1,5 * I2 + 0,5 * I3) / 3$	6 871		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г., хил. лв.	9 191		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A1 + 1,5 * A2 + 0,5 * A3) / 3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.	1 040		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г., хил. лв.	1 435		
9	Корекции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ приложени за предходни ценови години	-157		



10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (p.5-p.6)*1,15%*3+(p.7-p.8)*3-p.9	-1 109
----	-------------------------------------------------------------------------------	--------

### 6.2. Корекция по чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ

Приложена е корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора  $Z$ , на стойност 5 532 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора  $Z$  се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи на дружеството – 42 984 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 39 278 хил. лв. съгласно представената от ДП НКЖИ информация относно отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 30.04.2024 г., както и прогноза за месеците май и юни 2024 г.;

$E_{прог.}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 327 160 MWh;

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 299 645 MWh, съгласно представената от ДП НКЖИ информация относно отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 30.04.2024 г., както и прогноза за месеците май и юни 2024 г.;

$TR_{одоб.}$  – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 4,7%;

$C_{тр.}$  – 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 и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране съгласно Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР;

$C_{тр1.}$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране съгласно Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР;

**В резултат на направените изчисления на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по железопътните мрежи за първата ценова година на петия регулаторен период е в размер на 0,1486 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 44 422 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.**

Изказвания по т.4:

Докладва М. Трифонов. Това е пети регулаторен период, който това дружество следва да започне. Аналогично на останалите разпределителни дружества, методът на ценово регулиране е „горна граница на приходите“, като дължината на регулаторният период е три години. Относно ценовите елементи, които следва да бъдат разгледани в настоящия доклад:

Дружеството отчита по-ниски от утвърдените технологични загуби. За предходния период са утвърдени 4,7%, а са отчетени 1,42%. Във връзка с това работната група предлага те да бъдат в размер на 2% поради спецификата на мрежата и малкото товари, които

дружеството отчита.

По отношение на цената, която ще бъде заплащана за технологичен разход: прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества плюс цените за достъп и пренос на ЕСО ЕАД и разходите за балансиране е в размер 200,57 лв.

По отношения на средния годишен размер на разхода за амортизации: той е определен на 7 462 000 лв.

Регулаторната база на активите е 21 488 000 лв. Инвестициите са 39 981 000 лв. Необходимият оборотен капитал е 4 461 000 лв. Експлоатационните и административните разходи за дейността разпределение на тягова електрическа енергия са изчислени в размер на 43 149 000 лв. Нормата на възвръщаемост е приета посочената от дружеството, т.е. в размер на 1,17%.

Извършени са корекции по отношение на фактор Z, както и по изпълнението на инвестиционната програма. В резултат на направените изчисления на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по железопътните мрежи за първата ценова година на петия регулаторен период е в размер на 0,1486 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 44 422 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 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 на Комисията да вземе 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 заявителите, 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.*

Ив. Н. Иванов каза, че насрочва откритото заседание на 11.06.2024 г. от 12:00 часа. Срокът за представяне на становища изтича в 15:00 часа на същия ден. След това Комисията ще приеме проект на решение на закрито заседание от 16:00 часа на 11.06.2024 г. Общественото обсъждане ще се проведе на 13.06.2024 г. от 14:00 часа, като се определя 14-дневен срок за представяне на становища, свързани с проекта на решение. Закритото заседание за приемане на решение за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт ще се проведе на 30.06.2024 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

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 ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-704 от 31.05.2024 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

2. Насрочва открито заседание на 11.06.2024 г. от 12:00 ч. за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, на което да бъдат поканени упълномощени представители на заявителите, като се осигури възможност и 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 предложения и становища във връзка с откритото заседание и публикуваните доклад и проект на решение по т. 1 до 15:00 часа на 11.06.2024 г.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

### РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

**По т.1.** както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-695 от 30.05.2024 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 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. Насрочва обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на проекта на решение по т. 2, на 10.06.2024 г. от 10:00 часа, като се осигури и възможност за дистанционно участие в заседанието.

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

5. Определя 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с общественото обсъждане и с публикувания проект на решение по т. 2.

**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 01.07.2024 г.

2. Насрочва открито заседание на 11.06.2024 г. от 10:00 ч. за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, на което да бъдат поканени упълномощени представители на заявителите, като се осигури възможност и 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 предложения и становища във връзка с откритото заседание и публикуваните доклад и проект на решение по т. 1 до 15:00 часа на 11.06.2024 г.

**По т.3.** както следва:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2024 г.

2. Насрочва открито заседание на 11.06.2024 г. от 11:00 ч. за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, на което да бъдат поканени упълномощени представители на заявителите, като се осигури възможност и 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 предложения и становища във връзка с откритото заседание и и публикуваните доклад и проект на решение по т. 1 до 15:00 часа на 11.06.2024 г.

**По т.4.** както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-704 от 31.05.2024 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

2. Насрочва открито заседание на 11.06.2024 г. от 12:00 ч. за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, на което да бъдат поканени упълномощени представители на заявителите, като се осигури възможност и 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 предложения и становища във връзка с откритото заседание и и публикуваните доклад и проект на решение по т. 1 до 15:00 часа на 11.06.2024 г.

**Приложения:**

1. Доклад с вх. № Е-Дк-695 от 30.05.2024 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-696 от 30.05.2024 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 01.07.2024 г.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-703 от 31.05.2024 г. относно утвърждаване цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2024 г.

4. Доклад с вх. № Е-Дк-704 от 31.05.2024 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

.....  
**А. Йорданов**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

.....  
**Б. Голубарев**

**ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**ЮЛИЯН МИТЕВ**

*(Съгласно Заповед № 560/28.05.2024 г.)*

Протоколирали:

Н. Косев - главен експерт

И. Зашева - главен експерт