



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране



ПРОТОКОЛ

№ 360

София, 13.12.2024 година

Днес, 13.12.2024 г. от 11:20 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 членът на Комисията Благой Голубарев и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Ел. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Пл. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“, Б. Паунов – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“ 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-1404 от 12.12.2024 г. и проект на решение относно изменение на определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране 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, Радостина Методиева, Радослав Райков и Силвия Петрова

2. Доклад с вх. № Е-Дк-1405 от 12.12.2024 г. и проект на решение относно изменение на утвърдените с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране пределни цени на топлинната енергия и 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 дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Боян Паунов, Георги Петров, Владимир Петров, Десислава Сиракова, Йовка Велчева, Надежда Иванова и Ненко Ненков

3. Доклад с вх. № Е-Дк-1408 от 13.12.2024 г. и проект на решение относно: изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

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-1409 от 13.12.2024 г. и проект на решение относно изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3 на Комисията за енергийно и водно регулиране.

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

По т.1. Комисията разглежда доклад относно изменение на определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежегодно премии за електрическа енергия от възобновяеми източници, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. С Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. II и т. III, КЕВР е определила за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. премии за електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW.

Според чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ определените премии се изменят, но не по-често от веднъж на шест месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена за базов товар спрямо постигната и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия. Аналогична на чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ е разпоредбата на чл. 40, ал. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

С оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. II и т. III, е направен анализ на изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както следва:

По смисъла на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ КЕВР определя за целите на ценообразуването ежегодно прогнозна пазарна цена, въз основа на която се формира ценообразуващият елемент на цените на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи, отразяващ разходите им за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологични разходи. В тази връзка, Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар 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, както и групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група –

по отношение на производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия; производителите на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия; производителите на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW и на производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса, на пазара ден напред – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 4, 5, 6 и 7 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh, както и прогнозна пазарна цена за същия период за групите: производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh.

От друга страна, постигнатата към 30.11.2024 г. цена за базов товар на пазара ден напред за периода 01.07.2024 г. – 30.11.2024 г. е в размер на 245,02 лв./MWh. Същевременно, като се вземат предвид постигнатите нива на фючърсните сделки за м. декември, които от началото на месеца се движат около 126,69 евро/MWh, се очаква цената за базов товар за второто полугодие на 2024 г. да е в размер от около 245,49 лв./MWh. По данните към началото на месец декември 2024 г., фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2025 г. (Q1 2025) са на нива от 124,98 евро/MWh, а за второ тримесечие на 2025 г. (Q2 2025) – от 86,80 евро/MWh, т.е. за първото полугодие на 2025 г. – 105,89 евро/MWh (207,10 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите за съседните пазари са с около 2-3 евро/MWh над тези за българския пазар.

Видно от горните данни отклонението от определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., която е в размер на 173,09 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е над 30%. В тази връзка, обаче, следва да бъдат съобразени и обстоятелствата, а именно:

Действително стойностите на фючърсните сделки за първото полугодие на 2025 г. имат прогнозен характер и се характеризират с относителна волатилност в зависимост от различни фактори, но предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара „Ден напред“, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. под 199,05 лв./MWh (определената прогнозна пазарна цена за целите на ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, увеличена с 15%), то следва за първото полугодие на 2025 г. цената за базов товар да е около 150 лв./MWh, което е нереалистично, предвид стойностите на фючърсите и обстоятелството, че започва зимния сезон.

Видно от горните данни, прогнозната пазарна цена за базов товар, при отчитане на постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. на организиран борсов пазар на електрическа енергия, следва да е около 116 евро/MWh, като е нужно да се отчетат и различните допълнителни фактори, които оказват влияние върху нея. Основният движещ фактор за покачването на цените на регионалните борси е дефицитът на електрическа енергия, особено в пиковите часови диапазони, на фона на увеличен капацитет за износ към Украйна, чиято енергийна инфраструктура продължава да бъде разрушавана. През зимните месеци износът към Украйна ще окаже допълнителен натиск на дефицитния пазар в Югоизточна Европа, предвид ограничения воден ресурс и липсата на достатъчно работещи гъвкави мощности. Наблюдават се и други фактори, които допълнително влияят на възходящия тренд на цената, като: опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ; повишеното потребление предвид по-студеното време спрямо 2023 година; различните форми на компенсации/помощи в

региона, които изкривяват пазара чрез липса на търсене на дългосрочни продукти и нелимитирани оферти на краткосрочните пазари; гъвкавите мощности в региона при липса на воден ресурс са неконкуретни и активирането им води до нереално високи цени.

От началото на м. ноември 2024 г. пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за този едномесечен период изменението на фючърсите е с над 20,00 евро/MWh. При такава рязка динамика не може да се прогнозира доколко устойчива е тенденцията от последния месец. Освен това, цената ще се прилага през относително дълъг период – 6 месеца, поради което същата не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена следва да се вземат предвид и стойностите на фючърските сделки към началото на м. ноември 2024 г., като прогнозата се редуцира с около 3,50 евро/MWh до 112,50 евро/MWh.

При отчитане на горните факти и аргументи, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 220,03 лв./MWh.

На основание чл. 376, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с ценообразуването по Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. Комисията е определила групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от съответната група – 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.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 220,03 лв./MWh, прогнозната пазарна цена за групите производители следва да бъде, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 179,86 лв./MWh;
2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 211,92 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 234,79 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 223,25 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар в размер на 220,03 лв./MWh е в размер на 27,12%, в същия размер е и тази разлика по отношение на прогнозните пазарни цени за производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия; производителите на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия; производителите на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW и на производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса.

Посочената разлика обоснова наличие на съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар по смисъла на § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ, според която разпоредба съществено изменение между определената

прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от откриване на процедура за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т.ІІ и т.ІІІ, на КЕВР при условията на чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ. В този случай, КЕВР може да приеме съкратена процедура и срокове, а решението за изменение на премиите влиза в сила от деня на приемането му от Комисията – чл. 31б, ал. 3 и ал. 4 от ЗЕ и чл. 53 от НРЦЕЕ.

Съгласно § 28, ал. 3 от Преходни и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., премията се определя като разлика между определената до влизането в сила на този закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник. Посочената по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар се отразява на премиите за електрическата енергия от възобновяеми източници, произведена от централи с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т.ІІ и по т.ІІІ на КЕВР, 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	-21,70
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	-56,11
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	-63,61
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	18,69
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	-122,31
1.6.	ВтЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	-23,63
1.7.	ВтЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	-38,97
1.8.	ВтЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен	148,58	-63,34

№	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
	ротор		
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	519,25
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	29,48
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	64,79
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	-55,72
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5MW	186,49	-36,76
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	174,75
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	79,48
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	32,73
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	22,80
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	-86,40
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	-102,65
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	-4,65
2.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:		
2.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	222,83	-11,96
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	-47,92
2.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с	179,04	-55,75

№	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
	нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW		
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	30,26
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	-122,69
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	-20,92
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	-38,86
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	-74,86
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	403,91
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	305,74
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	20,43
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	95,11
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	-73,65
2.14.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	-15,58
2.15.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	-26,40
2.16.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	608,42	385,17
2.17.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса	358,08	134,83

№	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
	от растителни и животински субстанции		
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	146,09
2.19.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	29,78
2.20.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	20,61
2.21.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	-91,20
2.22.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	-103,98
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	174,70
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	171,50
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	164,79
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	202,70
4.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР		

№	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
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	-41,44
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	-72,10
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	-78,78
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	-5,46
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-136,64
4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафежен ротор	104,43	-107,49
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	136,25
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	57,19
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	56,40
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	10,84
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	2,89
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	-103,10
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	-113,42

№	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
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	53,29
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	72,47
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	-73,61
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	-25,93
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	-35,70
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	256,24
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	236,94
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	186,84
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	250,31
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	148,55
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	139,48

№	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
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	138,62
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	171,30
5.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР		
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	26,48
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	-8,49
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	-10,01
6.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР		
6.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,38	-41,41
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	7,51
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	-72,08
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	-78,75
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,35	-5,44

№	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
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-136,64
6.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	151,39	-60,53
6.8.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	105,16	-106,76
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	16,72
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	-3,57
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	-19,66
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	-9,35
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	-16,93
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	-118,10
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	-134,09
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	-11,67
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	89,49
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	-84,82

№	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
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	-46,29
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-58,77
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	608,08	384,83
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	210,88
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	164,28
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	409,07
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	126,07
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	181,81
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	114,19
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	150,51

№	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
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	-45,48
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	2,13
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	-75,65
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	-82,43
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	224,37	-10,42
7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	-141,10
7.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	-94,94
7.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	-116,37
7.9.	ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	-128,76
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	-35,18
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	-45,83
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	-48,50
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	-9,35
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно	206,32	-16,93

№	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
	използване на енергията от битови отпадъци		
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	-118,10
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	-134,09
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	27,57
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	55,23
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	-0,45
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	-46,29
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-58,77
7.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	453,12	229,87
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	210,88
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	340,57
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	623,08	399,83

№	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
	електрическа и топлинна енергия		
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	126,97
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	139,41
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	115,09
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	151,41
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	166,35
8.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР		
8.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	179,54	-43,71
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	-65,37
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	310,69	87,44

№	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
	подрязване и други дървесни отпадъци		
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	138,62
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	73,64
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	111,47
9.	Премии във връзка с актуализирани цени по Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР		
9.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 500 часа.	604,98	381,73
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	364,10
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	238,10
10.	Премии във връзка с определени и/или		

№	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
	актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР		
10.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.	376,78	153,53
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	334,10
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	125,81
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	96,41
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	-63,21
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	-89,42
14.	Премия във връзка с определена цена по Решение		

№	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
	№ Ц-9 от 19.05.2023 г. на КЕВР		
14.1.	Вятърни електрически централи (ВЕЦ), работещи над 2 250 часа	132,71	-79,21

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

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 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.	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																					
	222,83		216,55	-18,24	203,98	-30,81	191,41	-43,38	178,84	-55,95	166,27	-68,52	153,71	-81,08	141,14	-93,65	128,57	-106,22	116,00	-118,79	103,43	-131,36
15.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																					
	186,87		181,71	-53,08	171,39	-63,40	161,08	-73,71	150,76	-84,03	140,44	-94,35	130,12	-104,67	119,80	-114,99	109,49	-125,30	99,17	-135,62	88,85	-145,94
15.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																					
	179,04		174,13	-60,66	164,30	-70,49	154,47	-80,32	144,64	-90,15	134,81	-99,98	124,98	-109,81	115,15	-119,64	105,32	-129,47	95,49	-139,30	85,66	-149,13
15.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																					
	265,05		257,45	22,66	242,24	7,45	227,03	-7,76	211,82	-22,97	196,61	-38,18	181,40	-53,39	166,19	-68,60	150,98	-83,81	135,77	-99,02	120,56	-114,23
15.5.	Микро ВЕЦ с помпи																					
	112,10		109,12	-125,67	103,15	-131,64	97,19	-137,60	91,22	-143,57	85,26	-149,53	79,29	-155,50	73,33	-161,46	67,36	-167,43	61,40	-173,39	55,43	-179,36
15.6.	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																					
	191,00		187,18	-24,74	179,54	-32,38	171,91	-40,01	164,27	-47,65	156,63	-55,29	148,99	-62,93	141,35	-70,57	133,72	-78,20	126,08	-85,84	118,44	-93,48
15.7.	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																					
	173,06		169,65	-42,27	162,84	-49,08	156,03	-55,89	149,22	-62,70	142,41	-69,51	135,60	-76,32	128,79	-83,13	121,98	-89,94	115,17	-96,75	108,36	-103,56
15.8.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																					
	137,06		134,99	-76,93	130,86	-81,06	126,73	-85,19	122,60	-89,32	118,47	-93,45	114,34	-97,58	110,21	-101,71	106,08	-105,84	101,95	-109,97	97,82	-114,10
15.9.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																					
	583,77		569,27	389,41	540,27	360,41	511,28	331,42	482,28	302,42	453,28	273,42	424,29	244,43	395,29	215,43	366,29	186,43	337,30	157,44	308,30	128,44
15.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp																					
	485,60		473,67	293,81	449,82	269,96	425,97	246,11	402,11	222,25	378,26	198,40	354,41	174,55	330,56	150,70	306,70	126,84	282,85	102,99	259,00	79,14
15.11.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																					
	255,51	243,68	229,73	6,48	215,93	-7,32	202,30	-20,95	188,90	-34,35	175,78	-47,47	163,04	-60,21	150,81	-72,44	139,27	-83,98	128,70	-94,55	123,90	-99,35

№	Преференциална цена, съгласно решения № П-18 от 20.06.2011 г. и № П-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение № П-15 от 30.06.2024 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.	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																						
	282,15	318,36	304,62	81,37	291,07	67,82	277,73	54,48	264,66	41,41	251,91	28,66	239,54	16,29	227,64	4,39	216,32	-6,93	205,72	-17,53	200,76	-22,49	
15.13.	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																						
	227,20	149,60	135,77	-87,48	121,94	-101,31	108,12	-115,13	94,30	-128,95	80,50	-142,75	66,72	-156,53	52,97	-170,28	39,32	-183,93	25,91	-197,34	19,49	-203,76	
15.14.	ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																						
	405,61	608,42	587,55	364,30	566,82	343,57	546,27	323,02	525,91	302,66	505,78	282,53	485,91	262,66	466,33	243,08	447,10	223,85	428,28	205,03	419,04	195,79	
15.15.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																						
	253,03		249,34	26,09	241,96	18,71	234,58	11,33	227,20	3,95	219,82	-3,43	212,43	-10,82	205,05	-18,20	197,67	-25,58	190,29	-32,96	182,91	-40,34	
15.16.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																						
	243,86		240,40	17,15	233,50	10,25	226,60	3,35	219,69	-3,56	212,79	-10,46	205,89	-17,36	198,99	-24,26	192,08	-31,17	185,18	-38,07	178,28	-44,97	
15.17.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци																						
	132,05		129,73	-93,52	125,10	-98,15	120,47	-102,78	115,84	-107,41	111,21	-112,04	106,57	-116,68	101,94	-121,31	97,31	-125,94	92,68	-130,57	88,05	-135,20	
15.18.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци																						
	119,27		117,45	-105,80	113,81	-109,44	110,17	-113,08	106,53	-116,72	102,89	-120,36	99,24	-124,01	95,60	-127,65	91,96	-131,29	88,32	-134,93	84,68	-138,57	
15.19.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																						
	429,42	394,75	362,23	138,98	329,77	106,52	297,41	74,16	265,19	41,94	233,16	9,91	201,43	-21,82	170,20	-53,05	139,90	-83,35	111,52	-111,73	98,77	-124,48	

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.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW																	
	195,03	207,67	204,63	-18,62	201,59	-21,66	198,55	-24,70	195,51	-27,74	192,47	-30,78	189,42	-33,83	186,38	-36,87	183,34	-39,91
15.2.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW																	
	185,99	196,85	193,82	-29,43	190,79	-32,46	187,76	-35,49	184,73	-38,52	181,71	-41,54	178,68	-44,57	175,65	-47,60	172,62	-50,63
15.3.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	335,19	358,08	352,30	129,05	346,51	123,26	340,73	117,48	334,94	111,69	329,16	105,91	323,37	100,12	317,59	94,34	311,80	88,55
15.4.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия																	
	348,61	369,34	362,85	139,60	356,37	133,12	349,88	126,63	343,39	120,14	336,91	113,66	330,42	107,17	323,93	100,68	317,44	94,19
15.5.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл																	
	390,76	397,95	387,47	164,22	376,99	153,74	366,51	143,26	356,03	132,78	345,56	122,31	335,08	111,83	324,60	101,35	314,12	90,87
15.6.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл																	
	380,45	388,04	377,73	154,48	367,43	144,18	357,12	133,87	346,82	123,57	336,51	113,26	326,20	102,95	315,90	92,65	305,59	82,34
15.7.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл																	
	419,11	425,95	413,62	190,37	401,29	178,04	388,96	165,71	376,63	153,38	364,30	141,05	351,96	128,71	339,63	116,38	327,30	104,05

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 Решение № Ц-15 от 30.06.2024 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
16.1.	Нисконапорни деривационни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	193,35		188,55	-46,24	178,94	-55,85	169,34	-65,45	159,73	-75,06	150,12	-84,67	140,52	-94,27	130,91	-103,88	121,31	-113,48	111,70	-123,09
16.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	162,69		158,75	-76,04	150,86	-83,93	142,98	-91,81	135,09	-99,70	127,20	-107,59	119,32	-115,47	111,43	-123,36	103,55	-131,24	95,66	-139,13
16.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	156,01		152,25	-82,54	144,74	-90,05	137,23	-97,56	129,72	-105,07	122,21	-112,58	114,69	-120,10	107,18	-127,61	99,67	-135,12	92,16	-142,63
16.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW																			
	229,33		223,52	-11,27	211,90	-22,89	200,27	-34,52	188,65	-46,14	177,03	-57,76	165,40	-69,39	153,78	-81,01	142,16	-92,63	130,53	-104,26
16.5.	Микро ВЕЦ с помпи																			
	98,15		95,87	-138,92	91,31	-143,48	86,75	-148,04	82,19	-152,60	77,63	-157,16	73,08	-161,71	68,52	-166,27	63,96	-170,83	59,40	-175,39
16.6.	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																			
	148,71		146,29	-65,63	141,43	-70,49	136,57	-75,35	131,71	-80,21	126,85	-85,07	121,99	-89,93	117,13	-94,79	112,27	-99,65	107,41	-104,51
16.7.	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																			
	132,71		130,60	-81,32	126,37	-85,55	122,14	-89,78	117,92	-94,00	113,69	-98,23	109,46	-102,46	105,23	-106,69	101,00	-110,92	96,78	-115,14
16.8.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																			
	104,43		103,22	-108,70	100,80	-111,12	98,38	-113,54	95,96	-115,96	93,54	-118,38	91,12	-120,80	88,70	-123,22	86,28	-125,64	83,86	-128,06
16.9.	ФЕЦ с обща инсталирана мощност над 200 до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии																			
	316,11		309,70	129,84	296,87	117,01	284,03	104,17	271,20	91,34	258,37	78,51	245,54	65,68	232,71	52,85	219,87	40,01	207,04	27,18
16.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																			
	237,05		232,42	52,56	223,14	43,28	213,87	34,01	204,59	24,73	195,32	15,46	186,04	6,18	176,77	-3,09	167,49	-12,37	158,22	-21,64
16.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																			
	236,26		231,65	51,79	222,41	42,55	213,17	33,31	203,93	24,07	194,69	14,83	185,45	5,59	176,21	-3,65	166,97	-12,89	157,73	-22,13

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 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.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	234,09		231,35	8,10	225,86	2,61	220,37	-2,88	214,89	-8,36	209,40	-13,85	203,91	-19,34	198,42	-24,83	192,94	-30,31	187,45	-35,80
16.13.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	226,14		223,57	0,32	218,44	-4,81	213,31	-9,94	208,18	-15,07	203,05	-20,20	197,91	-25,34	192,78	-30,47	187,65	-35,60	182,52	-40,73
16.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	120,15		118,43	-104,82	114,99	-108,26	111,54	-111,71	108,10	-115,15	104,66	-118,59	101,21	-122,04	97,77	-125,48	94,33	-128,92	90,88	-132,37
16.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	109,83		108,48	-114,77	105,78	-117,47	103,09	-120,16	100,39	-122,86	97,69	-125,56	95,00	-128,25	92,30	-130,95	89,60	-133,65	86,91	-136,34
16.16.	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																			
	232,40	149,64	135,81	-87,44	121,99	-101,26	108,17	-115,08	94,36	-128,89	80,57	-142,68	66,81	-156,44	53,10	-170,15	39,49	-183,76	26,19	-197,06
16.17.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																			
	400,97	362,73	333,56	110,31	304,47	81,22	275,50	52,25	246,69	23,44	218,10	-5,15	189,88	-33,37	162,24	-61,01	135,63	-87,62	111,09	-112,16

Таблица № 2:

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.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																		
	206,34	202,40	22,54	194,51	14,65	186,61	6,75	178,72	-1,14	170,83	-9,03	162,93	-16,93	155,04	-24,82	147,15	-32,71	139,25	-40,61
17.2.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																		
	171,37	168,21	-11,65	161,89	-17,97	155,57	-24,29	149,25	-30,61	142,93	-36,93	136,61	-43,25	130,29	-49,57	123,97	-55,89	117,65	-62,21
17.3.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																		
	169,85	166,73	-13,13	160,48	-19,38	154,22	-25,64	147,97	-31,89	141,72	-38,14	135,47	-44,39	129,22	-50,64	122,96	-56,90	116,71	-63,15

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 Решение № Ц-15 от 30.06.2024 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.	Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																	
	193,38		183,77	-51,02	174,17	-60,62	164,56	-70,23	154,96	-79,83	145,35	-89,44	135,74	-99,05	126,14	-108,65	116,53	-118,26
18.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦс годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																	
	242,30		230,21	-4,58	218,11	-16,68	206,02	-28,77	193,92	-40,87	181,83	-52,96	169,73	-65,06	157,64	-77,15	145,54	-89,25
18.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра ис инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																	
	162,71		154,82	-79,97	146,94	-87,85	139,05	-95,74	131,17	-103,62	123,28	-111,51	115,39	-119,40	107,51	-127,28	99,62	-135,17

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 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.	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																	
	156,04		148,53	-86,26	141,02	-93,77	133,50	-101,29	125,99	-108,80	118,48	-116,31	110,97	-123,82	103,46	-131,33	95,94	-138,85
18.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																	
	229,35		217,73	-17,06	206,10	-28,69	194,48	-40,31	182,85	-51,94	171,23	-63,56	159,61	-75,18	147,98	-86,81	136,36	-98,43
18.6.	Микро ВЕЦ с помпи																	
	98,15		93,60	-141,19	89,06	-145,73	84,51	-150,28	79,97	-154,82	75,42	-159,37	70,87	-163,92	66,33	-168,46	61,78	-173,01
18.7.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW																	
	151,39		146,91	-65,01	142,42	-69,50	137,94	-73,98	133,45	-78,47	128,97	-82,95	124,48	-87,44	120,00	-91,92	115,51	-96,41
18.8.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW																	
	122,50		118,83	-93,09	115,16	-96,76	111,49	-100,43	107,82	-104,10	104,16	-107,76	100,49	-111,43	96,82	-115,10	93,15	-118,77
18.9.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																	
	105,16		102,74	-109,18	100,32	-111,60	97,90	-114,02	95,48	-116,44	93,06	-118,86	90,63	-121,29	88,21	-123,71	85,79	-126,13
18.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																	
	196,58		188,63	8,77	180,68	0,82	172,72	-7,14	164,77	-15,09	156,82	-23,04	148,87	-30,99	140,92	-38,94	132,96	-46,90
18.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																	
	176,29		169,18	-10,68	162,06	-17,80	154,95	-24,91	147,84	-32,02	140,73	-39,13	133,61	-46,25	126,50	-53,36	119,39	-60,47
18.12.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																	
	160,20		153,84	-26,02	147,47	-32,39	141,11	-38,75	134,74	-45,12	128,38	-51,48	122,02	-57,84	115,65	-64,21	109,29	-70,57
18.13.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																	
	206,32		201,44	-21,81	196,57	-26,68	191,69	-31,56	186,82	-36,43	181,94	-41,31	177,06	-46,19	172,19	-51,06	167,31	-55,94
18.14.	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																	
	249,66	211,58	198,67	-24,58	185,89	-37,36	173,27	-49,98	160,86	-62,39	148,74	-74,51	136,99	-86,26	125,77	-97,48	115,29	-107,96

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 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.	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																	
	277,39	312,74	299,61	76,36	286,66	63,41	273,93	50,68	261,46	38,21	249,30	26,05	237,50	14,25	226,16	2,91	215,37	-7,88
18.16.	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	221,71	138,43	125,72	-97,53	113,02	-110,23	100,33	-122,92	87,64	-135,61	74,97	-148,28	62,33	-160,92	49,74	-173,51	37,25	-186,00
18.17.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса отрастителни и животински субстанции																	
	447,43	632,32	609,75	386,50	587,35	364,10	565,14	341,89	543,16	319,91	521,43	298,18	500,01	276,76	478,93	255,68	458,26	235,01
18.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	453,12	608,08	584,58	361,33	561,29	338,04	538,22	314,97	515,43	292,18	492,95	269,70	470,83	247,58	449,16	225,91	428,00	204,75
18.19.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	387,04	405,06	377,94	154,69	350,97	127,72	324,20	100,95	297,69	74,44	271,53	48,28	245,86	22,61	220,89	-2,36	196,95	-26,30
18.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури																	
	176,96		174,33	-48,92	171,70	-51,55	169,07	-54,18	166,44	-56,81	163,81	-59,44	161,18	-62,07	158,55	-64,70	155,92	-67,33
18.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури																	
	164,48		161,85	-61,40	159,22	-64,03	156,58	-66,67	153,95	-69,30	151,32	-71,93	148,69	-74,56	146,06	-77,19	143,42	-79,83
18.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	434,13		427,88	204,63	421,62	198,37	415,37	192,12	409,11	185,86	402,86	179,61	396,61	173,36	390,35	167,10	384,10	160,85
18.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	387,53		381,92	158,67	376,31	153,06	370,70	147,45	365,09	141,84	359,48	136,23	353,86	130,61	348,25	125,00	342,64	119,39
18.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																	
	213,90		208,69	-14,56	203,47	-19,78	198,26	-24,99	193,05	-30,20	187,84	-35,41	182,62	-40,63	177,41	-45,84	172,20	-51,05

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 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
18.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																	
	105,15		101,55	-121,70	97,94	-125,31	94,34	-128,91	90,74	-132,51	87,14	-136,11	83,53	-139,72	79,93	-143,32	76,33	-146,92
18.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																	
	89,16		86,30	-136,95	83,43	-139,82	80,57	-142,68	77,71	-145,54	74,85	-148,40	71,98	-151,27	69,12	-154,13	66,26	-156,99
18.27.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса,получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство																	
	349,32		342,37	119,12	335,43	112,18	328,48	105,23	321,53	98,28	314,59	91,34	307,64	84,39	300,69	77,44	293,74	70,49
18.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство																	
	337,44		330,10	106,85	322,75	99,50	315,41	92,16	308,06	84,81	300,72	77,47	293,37	70,12	286,03	62,78	278,68	55,43
18.29.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство																	
	373,76		365,56	142,31	357,37	134,12	349,17	125,92	340,97	117,72	332,78	109,53	324,58	101,33	316,38	93,13	308,18	84,93

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 Решение № Ц-15 от 30.06.2024 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.	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																			
	189,31		184,60	-50,19	175,20	-59,59	165,80	-68,99	156,39	-78,40	146,99	-87,80	137,59	-97,20	128,18	-106,61	118,78	-116,01	109,38	-125,41

№	Преференциална цена, съгласно решение № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № П-15 от 30.06.2024 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.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW																			
	236,92		231,00	-3,79	219,17	-15,62	207,35	-27,44	195,52	-39,27	183,69	-51,10	171,87	-62,92	160,04	-74,75	148,22	-86,57	136,39	-98,40
19.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	159,14		155,28	-79,51	147,57	-87,22	139,86	-94,93	132,14	-102,65	124,43	-110,36	116,72	-118,07	109,00	-125,79	101,29	-133,50	93,58	-141,21
19.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	152,36		148,69	-86,10	141,36	-93,43	134,02	-100,77	126,69	-108,10	119,35	-115,44	112,02	-122,77	104,68	-130,11	97,35	-137,44	90,01	-144,78
19.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																			
	224,37		218,68	-16,11	207,31	-27,48	195,94	-38,85	184,57	-50,22	173,20	-61,59	161,82	-72,97	150,45	-84,34	139,08	-95,71	127,71	-107,08
19.6.	Микро ВЕЦ с помпи																			
	93,69		91,52	-143,27	87,18	-147,61	82,84	-151,95	78,50	-156,29	74,16	-160,63	69,82	-164,97	65,48	-169,31	61,14	-173,65	56,80	-177,99
19.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW																			
	116,98		115,26	-96,66	111,80	-100,12	108,33	-103,59	104,86	-107,06	101,40	-110,52	97,93	-113,99	94,47	-117,45	91,00	-120,92	87,53	-124,39
19.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW																			
	95,55		93,52	-118,40	90,66	-121,26	87,80	-124,12	84,94	-126,98	82,08	-129,84	79,21	-132,71	76,35	-135,57	73,49	-138,43	70,63	-141,29
19.9.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																			
	83,16		82,21	-129,71	80,29	-131,63	78,38	-133,54	76,47	-135,45	74,55	-137,37	72,64	-139,28	70,72	-141,20	68,81	-143,11	66,90	-145,02

№	Преференциална цена, съгласно решение № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № П-15 от 30.06.2024 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.	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		130,21	-49,65	115,75	-64,11	101,28	-78,58	86,81	-93,05	72,34	-107,52	57,87	-121,99	43,40	-136,46	28,94	-150,92	14,47	-165,39
19.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																			
	134,03		131,34	-48,52	125,93	-53,93	120,52	-59,34	115,12	-64,74	109,71	-70,15	104,30	-75,56	98,89	-80,97	93,48	-86,38	88,08	-91,78
19.12.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																			
	131,36		128,77	-51,09	123,56	-56,30	118,34	-61,52	113,12	-66,74	107,90	-71,96	102,68	-77,18	97,46	-82,40	92,24	-87,62	87,02	-92,84
19.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	213,90		211,29	-11,96	206,08	-17,17	200,87	-22,38	195,66	-27,59	190,44	-32,81	185,23	-38,02	180,02	-43,23	174,81	-48,44	169,60	-53,65
19.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	206,32		203,88	-19,37	199,01	-24,24	194,13	-29,12	189,25	-34,00	184,38	-38,87	179,50	-43,75	174,63	-48,62	169,75	-53,50	164,87	-58,38
19.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	105,15		103,35	-119,90	99,75	-123,50	96,14	-127,11	92,54	-130,71	88,94	-134,31	85,33	-137,92	81,73	-141,52	78,13	-145,12	74,52	-148,73
19.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	89,16		87,72	-135,53	84,86	-138,39	81,99	-141,26	79,13	-144,12	76,27	-146,98	73,40	-149,85	70,54	-152,71	67,68	-155,57	64,81	-158,44
19.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																			
	250,82		248,72	25,47	244,52	21,27	240,32	17,07	236,12	12,87	231,92	8,67	227,72	4,47	223,52	0,27	219,32	-3,93	215,12	-8,13

№	Преференциална цена, съгласно решение № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № П-15 от 30.06.2024 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.	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		275,86	52,61	270,61	47,36	265,37	42,12	260,12	36,87	254,87	31,62	249,63	26,38	244,38	21,13	239,13	15,88	233,89	10,64
19.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																			
	222,80		220,84	-2,41	216,94	-6,31	213,03	-10,22	209,12	-14,13	205,22	-18,03	201,31	-21,94	197,41	-25,84	193,50	-29,75	189,59	-33,66
19.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури																			
	176,96		175,64	-47,61	173,01	-50,24	170,38	-52,87	167,75	-55,50	165,12	-58,13	162,50	-60,75	159,87	-63,38	157,24	-66,01	154,61	-68,64
19.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури																			
	164,48		163,17	-60,08	160,54	-62,71	157,90	-65,35	155,27	-67,98	152,64	-70,61	150,01	-73,24	147,38	-75,87	144,74	-78,51	142,11	-81,14
19.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	453,12		448,88	225,63	440,41	217,16	431,94	208,69	423,48	200,23	415,01	191,76	406,54	183,29	398,07	174,82	389,60	166,35	381,14	157,89
19.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	434,13		431,00	207,75	424,75	201,50	418,49	195,24	412,24	188,99	405,99	182,74	399,73	176,48	393,48	170,23	387,23	163,98	380,97	157,72
19.24.	ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	387,53	563,82	544,91	321,66	526,12	302,87	507,46	284,21	488,94	265,69	470,60	247,35	452,45	229,20	434,52	211,27	416,85	193,60	399,49	176,24
19.25.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	447,43	623,08	600,32	377,07	577,72	354,47	555,30	332,05	533,08	309,83	511,10	287,85	489,39	266,14	468,00	244,75	446,99	223,74	426,42	203,17

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 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.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство																			
	350,22		346,75	123,50	339,80	116,55	332,85	109,60	325,91	102,66	318,96	95,71	312,01	88,76	305,06	81,81	298,12	74,87	291,17	67,92
19.27.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																			
	387,94	362,66	335,14	111,89	307,71	84,46	280,41	57,16	253,27	30,02	226,37	3,12	199,81	-23,44	173,79	-49,46	148,65	-74,60	125,10	-98,15
19.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство																			
	338,34		334,67	111,42	327,32	104,07	319,98	96,73	312,63	89,38	305,29	82,04	297,94	74,69	290,60	67,35	283,25	60,00	275,91	52,66
19.29.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство																			
	374,66		371,16	147,91	362,96	139,71	354,77	131,52	346,57	123,32	338,37	115,12	330,17	106,92	321,97	98,72	313,78	90,53	305,58	82,33
19.30.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство																			
	389,60		385,64	162,39	377,74	154,49	369,83	146,58	361,93	138,68	354,03	130,78	346,12	122,87	338,22	114,97	330,31	107,06	322,41	99,16

Следва да се има предвид, че в случаите, в които разликата между определената с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за целите на ценообразуването прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина, премията следва да бъде определена в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

Изказвания по т.1.:

Докладва А. Иванова. Докладът и проектът на решение са във връзка с определените цени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР във връзка с определените премии за електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. Едно от законовите задължения на Комисията е ежегодно да определя премии за електрическа енергия от възобновяеми източници, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. В тази връзка Комисията с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т.II и т.III, е определила за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. премии за електрическа енергия от възобновяеми източници, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. Съгласно разпоредбата на чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ определените премии се изменят, но не по-често от веднъж на шест месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар спрямо постигната и прогнозната такава за оставащия срок от разглеждания период на организиран борсов пазар на електрическа енергия. В тази връзка, за да се установи наличието на изменение и необходимостта от провеждането на процедура за изменение на въпросните премии, следва да се извърши анализ. В тази връзка е извършен анализ за нуждите от определянето на прогнозната пазарна цена за базов товар въз основа на анализ на фючърсните или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни сделки на европейската борса. В същото време са отчетени и определените от Комисията с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между определената и постигнатата среднопазарна цена...

Ив. Н. Иванов попита за фючърсни сделки до 30 юни ли се отнася, защото има и годишни, които могат да влияят на цялата 2025 г.

А. Иванова отговори, че е по принцип. Сегашният анализ е съпоставка към 30 юни, спрямо определеното към 30 юни с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., като се отчитат в изчисленията и определените групови коефициенти, които са непроменени, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. На база извършените изчисления разликата, която е установена от работната група, е в размер на 27,12% ръст. Съгласно нормативните изисквания, § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ, за да има такова съществено изменение, същото представлява изменение в размер над 15 на сто. В случая е установена такава разлика – в размер на 27,12%. В резултат на това, изменението, което се получава от стойностите на прогнозната пазарна цена за базов товар и прогнозните пазарни цени според вида възобновяем източник, е както следва:

В Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., прогнозната пазарна цена за базов товар на пазара Ден напред е в размер на 173,09 лв./MWh. В доклада и проекта на решение стойността възлиза на 220,03 лв./MWh. Разликите, които се получават по отношение на отделните групи възобновяеми източници, е както следва: По отношение на прогнозната пазарната пазарна цена за слънчева енергия, същата се изменя от 141,49 лв./MWh на 179,86 лв./MWh. За вятърната енергия – от 166,71 лв./MWh на 211,92 лв./MWh. По отношение на водноелектрическите централи – от 184,70 лв./MWh в доклада изчисленията са в размер на 234,79 лв./MWh. Прогнозната пазарна цена за биомаса – от 175,62 лв./MWh се изменя на 223,25 лв./MWh.

В тази връзка е установено, че е налице изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар и е налице откриване на процедура за изменение на въпросните премии, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. II и т. III.

Премията се определя като разлика между определената прогнозната пазарна цена и вече определената и/или актуализирани преференциална цена през годините в отделните решения на КЕВР. А. Иванова посочи, че нито една цена не е променена. С тази процедура се изменят единствено стойностите на премиите.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31б, ал. 2 и ал. 3 от Закона за енергетиката 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, чл. 40, ал. 2 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия 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 открие производство за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. II и т. III.;
3. Да приеме за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:
 - 3.1. Дата и час за провеждане на обществено обсъждане на проекта на решение за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. II и т. III.;
 - 3.2. Срок за предоставяне на становища по проекта на решение за изменение на премиите;
 - 3.3. Дата за провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за изменение на премиите.
4. Да приеме проект на решение за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. II и т. III.;
5. Приетият проект на решение, както и датата и часът за провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

А. Иванова прочете диспозитива на проекта на решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Изменя, считано от 01.01.2025 г. определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, в частта по т. II, както следва: (изброени в от т. 1 до т. 22 включително)

II. Изменя, считано от 01.01.2025 г. определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, в частта по т. III, както следва: (изброени в от т. 1 до т. 17 включително)

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София - град в 14 (четиринадесет) дневен срок.

Ив. Н. Иванов отбеляза, че след консултация Ел. Маринова иска въвеждането на нова точка 5, а настоящата т. 5 да стане т. 6.

Ел. Маринова направи предложение на общественото обсъждане на проекта на решение за изменение на премиите да бъдат поканени заинтересовани лица - държавни организации, браншови организации и енергийни предприятия, пряко свързани с

изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие.

Ив. Н. Иванов коментира изменението на цените. Това повишение на тези четири възобновяеми източници – слънце, вятър, вода и биомаса е напълно оправдано и защитимо при тази промяна на прогнозната пазарна цена. Председателят счита, че специално при промяната на прогнозната пазарна цена в един от следващите доклади (за електроенергетиката) ще има по-подробен коментар.

Пл. Младеновски обясни, че абсолютно всяка една прогнозна цена, в зависимост от коефициента, намалява с 27,12%. Понеже коефициентът е с различна стойност за различните групи, нетно те намаляват с различни суми. Специално за производителите на слънчева енергия намалението е с 38,37 лв. При топлофикациите е 48,19 лв. При вятърните централи е 45,21 лв. При ВЕЦ-овете е 50,09 лв. и т.н. Тук зависи от стойността на коефициента, но намалението е с 27,12% на всяка една от цените.

Ив. Н. Иванов допълни, че то произтича от запазването на коефициентите и се отчита последната промяна на прогнозната пазарна цена.

Пл. Младеновски каза, че в Наредбата, както и в закона, не е предвидена промяна коефициентите, а единствено в цената за базов товар. Съответно изчислените коефициенти, които са към годишното решение от 01 юли, се прилагат и към новата прогнозна пазарна цена.

Ив. Н. Иванов обяви, че по т. 3.1 насрочва провеждането на обществено обсъждане на проекта на решение за 18.12.2024 г. от 10:00 ч. в зала IV на Комисията. По т.3.4, Срокът за представяне на становища по проекта на решение е до 12:00 ч. на 23.12.2024 г. Ив. Н. Иванов обяви, че насрочва закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за изменение на премиите - 01.01.2025 г.

Ив. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение (прочетен от А. Иванова и допълнен от Ел. Маринова) с направените допълнения.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31б, ал. 2 и ал. 3 от Закона за енергетиката 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, чл. 40, ал. 2 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно изменение на определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;

2. Открива производство за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. II и т. III.;

3. Приема за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:

3.1. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. II и т. III., на 18.12.2024 г. от 10:00 ч.;

3.2. Определя срок за предоставяне на становища по проекта на решение за изменение на премиите до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.3. Насрочва закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за изменение на премиите - 01.01.2025 г.;

4. Приема проект на решение за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. II и т. III.;

5. На общественото обсъждане на проекта на решение за изменение на премиите да бъдат поканени заинтересовани лица - държавни органи, браншови организации и енергийни предприятия, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

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

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

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията разглежда доклад относно **изменение на утвърдените с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране пределни цени на топлинната енергия и 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 дружествата от сектор „Топлоенергетика“.**

С Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., считано от 01.07.2024 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) е утвърдила на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии за 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 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. 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 – премията за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, КЕВР изчислява прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена, определена от Комисията по методика за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

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

Според § 1, т. 28 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия“ е производство в един процес на топлинна и електрическа енергия според потребностите от топлинна енергия. В този смисъл при високоефективното комбинирано производство ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия и на цената на електрическата енергия са в пряка зависимост. Това определя необходимостта цените на електрическата енергия и на топлинната енергия при високоефективното комбинирано производство да се регулират в общо административно производство, като се формират на базата на единни ценообразуващи елементи, отразени в общ изчислителен модел, разработен и утвърден от КЕВР като приложение към Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по Протокол № 116 от 26.06.2018 г., т. 1 на Комисията (Указания – НВ/2018).

Съгласно чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, КЕВР има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като изменя признатия размер на ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Комисията, на основание чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ, има право при необходимост да измени определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия. Аналогични на разпоредбите на чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 2 от ЗЕ са нормите на чл. 40, ал. 1, т. 3 и ал. 2 от НРЦЕЕ. Според чл. 31б, ал. 3 от ЗЕ, в тези случаи Комисията може да приеме съкратени процедури и срокове, като аналогична е разпоредбата на чл. 53, ал. 1 от НРЦЕЕ. Съгласно чл. 22 от НРЦТЕ, съответно чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ, Комисията има право при необходимост по време на регулаторния/ценовия период, но не по-често от веднъж на 6 месеца, да измени цените на топлинната енергия, преференциалните цени и премията за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. Според чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ, когато Комисията изменя цена и/или компонента от цена или премия, която води до изменение на утвърдените ценообразуващи елементи на друга цена и/или компонента от

цена или премии, Комисията може паралелно да проведе процедура за изменение и на тази цена и/или компонента от цена или премии.

Предвид правомощията на Комисията съгласно горепосочените разпоредби, със Заповед № 3-Е-367 от 10.12.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да анализира изменението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както и изменението между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода, като в случай, че това изменение е съществено да изготви анализ по отношение на изменение на цените на електрическата и/или топлинната енергия, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР. В тази връзка и с оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на цените на електрическата и топлинната енергия, определени, съответно утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР, е извършен анализ на изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както и на изменението между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода, както следва:

1. Прогнозна пазарна цена за базов товар:

По смисъла на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ КЕВР определя за целите на ценообразуването ежегодно прогнозна пазарна цена, въз основа на която се формира ценообразуващият елемент на цените на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи, отразяващ разходите им за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологични разходи. В тази връзка, Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар 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, както и групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 1 и т. 2 от НРЦЕЕ.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия КЕВР прилага еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи.

Предвид горното, с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh, както и прогнозна пазарна цена за същия период за групите: независим преносен оператор – 178,64 лв./MWh; оператори на електроразпределителни мрежи – 185,38 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 177,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водоелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh. Аналогично в Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 88,50 евро/MWh или 173,09 лв./MWh, съответно – прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за групата производители на електрическа енергия, произведена от

високоэффективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 177,70 лв./MWh.

От друга страна, постигнатата към 30.11.2024 г. цена за базов товар на пазара ден напред за периода 01.07.2024 г. – 30.11.2024 г. е в размер на 245,02 лв./MWh. Същевременно, като се вземат предвид постигнатите нива на фючърските сделки за м. декември, които от началото на месеца се движат около 126,69 евро/MWh, се очаква цената за базов товар за второто полугодие на 2024 г. да е в размер от около 245,49 лв./MWh. По данните към началото на месец декември 2024 г., фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2025 г. (Q1 2025) са на нива от 124,98 евро/MWh, а за второ тримесечие на 2025 г. (Q2 2025) – от 86,80 евро/MWh, т.е. за първото полугодие на 2025 г. – 105,89 евро/MWh (207,10 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите за съседните пазари са с около 2-3 евро/MWh над тези за българския пазар.

Видно от горните данни, отклонението от определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., която е в размер на 173,09 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, е над 30%. В тази връзка, обаче, следва да бъдат съобразени и обстоятелствата, а именно:

Действително стойностите на фючърските сделки за първото полугодие на 2025 г. имат прогнозен характер и се характеризират с относителна волатилност в зависимост от различни фактори, но предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара ден напред, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. под 199,05 лв./MWh (определената прогнозна пазарна цена за целите на ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. и Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР, увеличена с 15%), то следва за първото полугодие на 2025 г. цената за базов товар да е около 150 лв./MWh, което е нереалистично, предвид стойностите на фючърсите и обстоятелството, че започва зимният сезон.

Видно от горните данни, прогнозната пазарна цена за базов товар, при отчитане на постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. на организиран борсов пазар на електрическа енергия, следва да е около 116 евро/MWh, като е нужно да се отчетат и различните допълнителни фактори, които оказват влияние върху нея. Основният движещ фактор за покачването на цените на регионалните борси е дефицитът на електрическа енергия, особено в пиковите часови диапазони, на фона на увеличен капацитет за износ към Р Украйна, чиято енергийна инфраструктура продължава да бъде разрушавана. През зимните месеци износът към Р Украйна ще окаже допълнителен натиск на дефицитния пазар в Югоизточна Европа, предвид ограничения воден ресурс и липсата на достатъчно работещи гъвкави мощности. Наблюдават се и други фактори, които допълнително влияят на възходящия тренд на цената, като: опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ; повишеното потребление предвид по-студеното време спрямо 2023 година; различните форми на компенсация/помощи в региона, които изкривяват пазара чрез липса на търсене на дългосрочни продукти и нелимитирани оферти на краткосрочните пазари; гъвкавите мощности в региона при липса на воден ресурс са неконкурентни и активирането им води до нереално високи цени.

От началото на м. ноември 2024 г. пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за този едномесечен период изменението на фючърсите е с над 20,00 евро/MWh. При такава рязка динамика не може да се прогнозира доколко устойчива е тенденцията от последния месец. Освен това, цената ще се прилага през относително дълъг период – 6 месеца, поради което същата не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен

характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена следва да се вземат предвид и стойностите на фючърсните сделки към началото на м. ноември 2024 г., като прогнозата се редуцира с около 3,50 евро/MWh до 112,50 евро/MWh.

При отчитане на горните факти и аргументи, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 220,03 лв./MWh.

На основание чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ, във връзка с ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. и по Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., Комисията е определила групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 220,03 лв./MWh, прогнозната пазарна цена съответно за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, следва да бъде в размер на 225,90 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар в размер на 220,03 лв./MWh, е в размер на 27,12%, в същия размер е и тази разлика по отношение на прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Посочената разлика обосновава наличие на съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар по смисъла на § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ, според която разпоредба съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

2. Изменение на цената на природния газ:

Съгласно чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ, Комисията има право при необходимост по време на регулаторния/ценовия период, но не по-често от веднъж на 6 месеца, да измени преференциалните цени, съответно премиите, за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. По смисъла на § 1, т. 16б от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ, съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия

срок от периода е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

В допълнение, съгласно разпоредбата на чл. 22, ал. 1 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ), Комисията има право при необходимост по време на регулаторния/ценовия период, но не по-често от веднъж на 6 месеца, да измени цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти, както и цените, по които топлопреносните предприятия продават топлинна енергия на клиентите, при условие, че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. По смисъла на § 1, т. 20 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ, съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

С оглед горното и поради това, че обстоятелствата относно измененията на цената на природния газ са служебно известни на Комисията, а разходите за природен газ са с най-голям дял в състава на утвърдените необходими приходи на дружествата в сектор „Топлоенергетика“, които работят с основно гориво природен газ, е извършен анализ на изменението между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода резултатите, от който са, както следва:

Прогнозните цени на природния газ по тримесечия за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., които са включени при определянето на индивидуалните цени на енергия по Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР са, както следва:

	Мярка	Трето тримесечие 2024 г.	Четвърто тримесечие 2024 г.	Първо тримесечие 2025 г.	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	58,67	66,50	70,41	58,67	63,56

Утвърдените цени на природния газ на общественния доставчик на природен газ за периода 01.07.2024 г. – 31.12.2025 г. са, както следва:

Утвърдени цени на природния газ за периода 01.07.2024 г. - 01.12.2025 г.						
	01.07.2024	01.08.2024	01.09.2024	01.10.2024	01.11.2024	01.12.2024
лв./MWh	58,10	60,75	61,91	63,72	68,69	75,89
лв./kmm ³	634,51	663,45	672,09	690,60	745,97	816,20
коefficient на преобразуване, kWh/m ³ .	10,921	10,921	10,856	10,838	10,860	10,755

Средната утвърдена цена за третото тримесечие на 2024 г. е 60,25лв./MWh, а за четвъртото тримесечие е 69,43 лв./MWh.

За третото тримесечие на 2024 г. средната цена на „Булгаргаз“ ЕАД е с 2,70% по-висока от включената средна цена за същото тримесечие в цените по Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г.

За четвъртото тримесечие на 2024 г. средната цена на „Булгаргаз“ ЕАД е с 4,41% по-висока от включената средна цена за същото тримесечие в цените по Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г.

В резултат на извършен анализ цените на природния газ за първото и второто тримесечия на 2025 г. са прогнозирани при отчитане на тенденциите в движението на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса (EEX) и техните стойности са съответно 84,80 лв./MWh и 83,12 лв./MWh.

	Мярка	Постигната цена за Трето тримесечие 2024 г.	Постигната цена за Четвърто тримесечие 2024 г.	Прогнозна цена за Първо тримесечие 2025 г.	Прогнозна цена за Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Цени на природния газ	лв./MWh	60,25	69,43	84,80	83,12	74,40

С оглед гореизложеното, разликата между определената прогнозна цена на природния газ за регулаторния период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода е 17,05%. Посочената разлика обосновава наличие на съществено изменение по смисъла на § 1, т. 20 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и § 1, т. 166 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ. Същественото изменение на цените на природния газ следва да намери отражение в цените на топлинната енергия и на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, както и в премиите. Същевременно при настоящото определяне на прогнозната цена на природния газ следва да се вземе предвид и обстоятелството, че в изложените по-горе анализи на тенденциите в движението на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса са отчетени и фактори като опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ, както и очаквания за по-студена зима, предвид по-студеното време през ноември 2024 г. спрямо ноември 2023 г., които по същността си представляват бъдещи несигурни събития. Доколкото прогнозите са базирани на бъдещи несигурни събития е необосновано пълното им отразяване в цените на енергията. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната цена на природния газ, прогнозните цени за първо и второто тримесечие на 2025 г. следва да се редуцират с около 4 евро/MWh, съответно до 76,28 лв./MWh и до 75,63 лв./MW, като постигнатите цени на природния газ за първото шестмесечие за ценовия период и прогнозните цени за първото шестмесечие на 2025 г., включени при определяне на индивидуалните цени на енергия на дружествата от 01.01.2025 г., след анализ са, както следва:

	Мярка	Постигната цена за Трето тримесечие 2024 г.	Постигната цена за Четвърто тримесечие 2024 г.	Прогнозна цена за Първо тримесечие 2025 г.	Прогнозна цена за Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Цени на природния газ	лв./MWh	60,25	69,43	76,28	75,63	70,40

В случай, че прогнозите за повишаване на цените на природния газ се сбъднат, то при определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и на топлинната енергия за следващия регулаторен период, считано от 01.07.2025 г. ще бъдат извършени корекциите на необходимите приходи, предвидени в чл. 24а от НРЦЕЕ, съответно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от откриване на процедура за изменение на цените на електрическата и топлинната енергия, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР, при условията на чл. 31а, ал. 2 и чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 2 от ЗЕ, която да се проведе по реда на чл. 31б, ал. 3 и ал. 4 от ЗЕ при съкратена

процедура и срокове, а решението за изменение на цените да влезе в сила от деня на приемането му от Комисията.

Посочените по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар и изменение на цените на природния газ следва да се отразят в цените на топлинната енергия и в цените на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, както и в премиите за електрическата енергия, както следва:

1. Премиите по чл. 33а от ЗЕ се определят при отчитане на прогнозна пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 225,90 лв./MWh.

2. Разходите за природен газ се остойностяват въз основа на:

Постигнати цени на природния газ за първото шестмесечие за ценовия период и прогнозните цени за първото шестмесечие на 2025 г., включени при определянето на индивидуалните цени на енергия на дружествата от 01.01.2025 г., както следва:

	Мярка	Постигната цена за Трето тримесечие 2024 г.	Постигната цена за Четвърто тримесечие 2024 г.	Прогнозна цена за Първо тримесечие 2025 г.	Прогнозна цена за Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Цени на природния газ	лв./MWh	60,25	69,43	76,28	75,63	70,40

Прогнозна индивидуална крайна цена на природния газ за отделните дружества, както следва:

1. „Топлофикация София“ ЕАД – 75,94 лв./MWh;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 75,73 лв./MWh;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 77,73 лв./MWh;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 76,20 лв./MWh;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 76,04 лв./MWh;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 78,54 лв./MWh;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 78,47 лв./MWh;
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 77,78 лв./MWh;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 77,89 лв./MWh;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 72,48 лв./MWh;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 76,45 лв./MWh;
12. „Когрийн“ ООД – 81,22 лв./MWh;
13. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 500 дка“ – 77,65 лв./MWh;
14. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 200 дка“ – 77,58 лв./MWh;
15. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД – 78,82 лв./MWh;
16. „Инертстрой – Калето“ АД – 66,15 лв./MWh;
17. „Оранжерии Петров дол“ ООД – 76,30 лв./MWh;
18. ЧЗП „Румяна Величкова“ – 77,95 лв./MWh;
19. „Алт Ко“ АД – 77,13 лв./MWh;
20. „Декотекс“ АД – 79,49 лв./MWh;
21. „Енергиен център Зебра“ ЕООД – 75,94 лв./MWh;
22. „Овердрайв“ АД – 75,64 лв./MWh;
23. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД – 78,37 лв./MWh;
24. „Нова Пауър“ ЕООД – 86,04 лв./MWh.
25. „Топлофикация Петрич“ ЕАД – 73,34 лв./MWh

3. По аргумент от чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 22, ал.1 от НРЦТЕ, когато е налице съществено изменение на цените на природния газ, Комисията следва да прецени

необходимостта от изменение на утвърдените цени на топлинната енергия и на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, както и на премиите за електрическата енергия, което налага извършване на анализ по отношение на изменение на цените на електрическата и/или топлинната енергия, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в контекста на обща ценова рамка, определена с това решение. В тази връзка следва да се има предвид, че разходите за природен газ, включени в цените на топлинната енергия и на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, на дружествата които работят с основно гориво природен газ, на основание чл. 24, ал. 2 от НРЦЕЕ се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия чрез коефициент за ефективност на производството на електрическа енергия, определян за регулаторни цели съобразно указанията по ал. 1.

В случая изменението на цената на природния газ води до необходимост от преразглеждане на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия, определяни за регулаторни цели, по отношение топлофикационните дружества, които продават топлинна енергия за отопление и битово горещо водоснабдяване. Повишаването на цената на използваното гориво води до повишаване на разходите за производство, поради което, с оглед спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, и възприетата регулаторна рамка за настоящия ценови период, коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия, определяни за регулаторни цели, съгласно т. 9, глава трета, раздел III, от Указания – НВ следва да се коригират.

При определяне на цените на топлинната енергия и електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от съществено значение е видът на инсталираните мощности, с които се генерират съответните енергии. Предвид обстоятелството, че при комбинираното производство водещ е топлинният товар, производството на електрическа енергия от ВЕКП е пряко зависимо от него. Топлинният товар за всяко дружество има силна волатилност в съответствие с климатичните особености, промяната на характера на потребление и прилагането на енергоспестяващи мерки от клиентите. Използването на различни инсталации за комбинирано производство (конвенционални и ко-генерационни) обуславя различни стойности на специфичните разходи на условно гориво, респективно различна ефективност и разход на гориво за производството. В съответствие с гореизложеното са определени приведени коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия, съгласно т. 9, глава трета, раздел III, от Указания – НВ, както следва:

1. „Топлофикация София“ ЕАД – 0,2569;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,3791;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 0,4150;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 0,2998;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,4094;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,2975;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 0,2394;
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 0,3260;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,3857;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,3569;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,2986;
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. „Оранжеви Петров дол“ ООД – 0,4863;
19. ЧЗП „Румяна Величкова“ – 0,4952;
20. „Алт Ко“ АД – 0,6636;
21. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД – 0,3490;
22. „Брикел“ ЕАД – 0,3060;
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

Във връзка гореизложено, след извършен икономически анализ са изчислени преференциални цени и премии на електрическата енергия и пределни цени на топлинната енергия и техните ценообразуващи елементи, както следва:

1. На „Топлофикация София“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 338,03 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 112,13 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 128,25 лв./MWh;
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 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 961 367 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 934 665 хил. лв., от които условно-постоянни – 207 256 хил. лв. и променливи – 727 410 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 435 421 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. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 261,80 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 35,90 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 127,19 лв./MWh;
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 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 123 651 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 112 883 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 401 хил. лв. и променливи – 83 482 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 163 234 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. На „Топлофикация - Плевен“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 270,12 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 44,22 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,02 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 85,31 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 151 081 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 147 514 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 849 хил. лв. и променливи – 123 665 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 54 834 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. На „Топлофикация - Бургас“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 352,93 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,03 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 81,77 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 55 646 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 54 234 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 555 хил. лв. и променливи – 41 679 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 21 636 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. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 277,08 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 51,18 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 131,86 лв./MWh;

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 32 829 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 30 337 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 473 хил. лв. и променливи – 22 864 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 35 171 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. На „Топлофикация – Враца“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 346,99 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 121,09 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 100,25 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 34 443 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 33 613 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 071 хил. лв. и променливи – 24 542 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 12 495 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. На „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 523,45 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 297,55 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 128,61 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 16 794 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 568 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 397 хил. лв. и променливи – 12 171 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 220 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. На „Топлофикация-Разград“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 217,00 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0 лв./MWh (при изчислена разлика минус 8,90 лв./MWh);
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 131,08 лв./MWh;

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 8 020 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 7 642 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 423 хил. лв. и променливи – 5 219 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 5 576 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. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 682,07 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,79 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 1 787 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 1 749 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 084 хил. лв. и променливи – 665 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 2 193 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. На „Топлофикация Русе“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 510,76 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 284,86 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 92,92 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 121,40 лв./MWh;

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 190 626 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 186 610 хил. лв., от които условно-постоянни – 43 459 хил. лв. и променливи – 143 151 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 64 664 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,21%;
- Количество електрическа енергия – 295 303 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 295 174 MWh;
 - от некомбинирано производство – 129 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 965 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 319 679 MWh.

11. На „Топлофикация - Перник“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 477,77 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 251,87 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 107,59 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 58,49 лв./MWh;

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 187 882 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 182 646 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 193 хил. лв. и променливи 146 453 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 96 794 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 5,41%;
- Количество електрическа енергия – 274 951 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 265 951 MWh;
 - от невисокоефективно 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. На „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 460,45 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 234,55 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 93,34 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 80,80 лв./MWh;

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- 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 – 33 681 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 7,68%;
- Количество електрическа енергия – 141 533 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 135 406 MWh;
 - от невисокоефективно 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. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 68,69 лв./MWh;

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- 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. На „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 374,78 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 148,88 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода -

130,04 лв./MWh;

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 15 809 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 15 077 хил. лв., от които условно-постоянни – 7062 хил. лв. и променливи – 8 015 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 13 689 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. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 398,64 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 172,74 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 9 878 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 9 293 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 351 хил. лв. и променливи – 4 942 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 9 463 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 6,19%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 160 MWh.

16. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 399,95 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 174,05 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 7 511 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 7 104 хил. лв., от които условно-постоянни – 3183 хил. лв. и променливи – 3 921 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 6 457 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 6,31%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 199 MWh.

17. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 468,30 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 242,40 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 310 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 4 089 хил. лв., от които условно-постоянни – 2165 хил. лв. и променливи – 1 924 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 4 004 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 5,53%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7147 MWh.

18. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 261,49 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 35,59 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7 118 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6 847 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 4 062 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 192 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,42%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

19. На ЧЗП „Румяна Величкова“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 280,26 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 54,36 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 85,88 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 2 045 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 045 хил. лв., от които условно-постоянни – 634 хил. лв. и променливи – 1 411 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 449 хил. лв.;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 700 MWh.

20. На „Алт Ко“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 199,20 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0 лв./MWh (при изчислена разлика минус 26,70 лв./MWh);
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 2 683 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 629 хил. лв., от които условно-постоянни – 861 хил. лв. и променливи – 1 768 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 171 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,58%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8070 MWh.

21. На „Брикел“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 541,15 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 315,25 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 104,22 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 230 059 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 218 582 хил. лв., от които условно-постоянни – 50 602 хил. лв. и променливи – 167 979 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 180 054 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 6,37%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 268 100 MWh, в т.ч. собствено потребление – 17 270 MWh.
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 201 MWh.

22. На „Солвей Соди“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 655,07 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 429,17 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 45,32 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - 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, в т.ч. собствено потребление – 168 786 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 562 323 MWh.

23. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 573,46 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 347,56 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 228,27 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - 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. На „Декотекс“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 465,53 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 239,63 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 116,16 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 116,16 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 3 804 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 3 617 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 989 хил. лв. и променливи – 1 628 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. На „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 322,73 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 96,83 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 156,31 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 148,41 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 5 649 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 496 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 3 830 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 964 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. На „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 304,59 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 78,69 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - 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 – 1100 MWh.

27. На „Овердрайв“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 477,72 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 890 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 867 хил. лв., от които условно-постоянни – 376 хил. лв. и променливи – 491 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 293 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано

производство – 1 050 MWh.

28. На „Нова Пауър“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 390,53 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 164,63 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 2 426 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 258 хил. лв., от които условно-постоянни – 864 хил. лв. и променливи – 1 394 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 996 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,61%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 958 MWh.

29. На „Оранжеви-Петров дол“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 317,10 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 91,20 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 224 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 221 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 016 хил. лв. и променливи – 2 205 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 74 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 3,51%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 989 MWh.

30. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 308,04 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 82,14 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,21 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 60,99 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 497 645 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 487 307 хил. лв., от които условно-постоянни – 75 367 хил. лв. и променливи – 411 939 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 182 689 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,66%;
 - Количество електрическа енергия – 1 439 706 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 359 160 MWh;
 - от невисокоефективно 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

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 337,56 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 111,66 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - 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

Следва да се има предвид, че в случаите, в които при извършените изчисления индивидуалните цени на електрическата енергия са по-ниски от определената за целите на ценообразуването прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за базов товар за групата на производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, премиите следва да бъдат определени в размер на 0 лв./ MWh.

Изказвания по т.2.:

Докладва Б. Паунов. Съгласно чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, КЕВР има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като изменя признатия размер на ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Комисията, на основание чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ, има право при необходимост да измени определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия. В тази връзка е коментирана промяната на базовия товар на електрическата енергия. От посочените данни в доклада е видно, че отклонението от определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., която е в размер на 173,06 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, е над 30%. При отчитане на различни факти, посочени в доклада, например състоянието на пазара в Украйна, волатилността на цената на електрическата енергия, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 220,03 лв./MWh.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 220,03 лв./MWh, прогнозната пазарна цена съответно за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, следва да бъде в размер на 225,90 лв./MWh.

По отношение на изменение на цената на природния газ, съгласно чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ, Комисията има право при необходимост по време на регулаторния/ценовия период, но не по-често от веднъж на 6 месеца, да измени преференциалните цени, съответно премиите, за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода.

Прогнозните цени на природния газ по тримесечия за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., които са включени при определянето на индивидуалните цени на енергия по Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР са посочени в таблица, като средна цена за регулаторния период е 63,56 лв./MWh.

В резултат на извършен анализ на цените на природния газ за първото и второто тримесечия на 2025 г. са прогнозирани при отчитане на тенденциите в движението на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса и техните стойности са съответно 84,80 лв./MWh и 83,12 лв./MWh. Спрямо постигнатата цена за трето и четвърто тримесечие на 2024 г. и прогнозна цена за първо и второ тримесечие на 2025 г. средната цена за периода е 74,40 лв./MWh. С оглед гореизложеното, разликата между определената прогнозна цена на природния газ за регулаторния период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода е 17,05%. Посочената разлика обосновава наличие на съществено изменение по смисъла на § 1, т. 20 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и § 1, т. 166 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ.

Същевременно при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена на природния газ следва да се вземе предвид и обстоятелството, че в изложените по-горе анализи на тенденциите в движението на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса са отчетени и фактори като опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ, както и очаквания за по-студена зима, предвид по-студеното време през ноември 2024 г. спрямо ноември 2023 г. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната цена на природния газ, прогнозните цени за първо и второто тримесечие на 2025 г. следва да се редуцират с около 4 евро/MWh, съответно до 76,28 лв./MWh и до 75,63 лв./MW, като постигнатите цени на природния газ за първото шестмесечие за ценовия период и прогнозните цени за първото шестмесечие на 2025 г., включени при определяне на индивидуалните цени на енергия на дружествата от 01.01.2025 г., за целия период прогнозната цена е 70,40 лв./MWh.

В случай, че прогнозите за повишаване на цените на природния газ се сбъднат, то при определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и на топлинната енергия, за следващия регулаторен период, считано от 01.07.2025 г., ще бъдат извършени корекциите на необходимите приходи, предвидени в чл. 24а от НРЦЕЕ, съответно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

Посочените по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар и изменение на цените на природния газ следва да се отразят в цените на топлинната енергия и в цените на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. Премиите по чл. 33а от ЗЕ се определят при отчитане на прогнозна пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 225,90 лв./MWh. Постигнати цени на природния газ за първото шестмесечие за ценовия период и прогнозните цени за първото шестмесечие на 2025 г., включени при определянето на индивидуалните цени на енергия на дружествата, за целия период са 70,40 лв./MWh.

В доклада са посочени прогнозни индивидуални крайни цени на природния газ за отделните дружества, тъй като там се включва цена за достъп и за пренос.

По аргумент от чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 22, ал.1 от НРЦТЕ, когато е налице съществено изменение на цените на природния газ, Комисията следва да прецени необходимостта от изменение на утвърдените цени на топлинната енергия и на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, както и на премиите за електрическата енергия, което налага извършване на анализ по отношение на изменение на цените на електрическата и/или топлинната енергия, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР.

При определяне на цените на топлинната енергия и електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, от съществено значение е видът на инсталираните мощности, с които се генерират съответните енергии. Предвид това са определени приведени коефициенти за

ефективност на производството на електрическа енергия, съгласно т. 9, глава трета, раздел III, от Указания – НВ. Посочени са за съответните дружества приведените коефициенти за ефективност.

Във връзка гореизложено, след извършен икономически анализ са изчислени преференциални цени и премии на електрическата енергия и пределни цени на топлинната енергия и техните ценообразуващи елементи, както следва:

1. На „Топлофикация София“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 338,03 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 112,13 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 128,25 лв./MWh;

2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 261,80 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 35,90 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 127,19 лв./MWh;

3. На „Топлофикация - Плевен“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 270,12 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 44,22 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,02 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 85,31 лв./MWh;

4. На „Топлофикация - Бургас“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 352,93 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,03 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 81,77 лв./MWh;

5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 277,08 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 51,18 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 131,86 лв./MWh;

6. На „Топлофикация – Враца“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 346,99 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 121,09 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 100,25 лв./MWh;

7. На „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 523,45 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 297,55 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 128,61 лв./MWh;

8. На „Топлофикация-Разград“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 217,00 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0 лв./MWh (при изчислена разлика минус 8,90 лв./MWh);
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 131,08 лв./MWh;

9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 682,07 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,79 лв./MWh;

10. На „Топлофикация Русе“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 510,76 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 284,86 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 92,92 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 121,40 лв./MWh

11. На „Топлофикация - Перник“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 477,77 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 251,87 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 107,59 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 58,49 лв./MWh

12. На „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 460,45 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 234,55 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 93,34 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 80,80 лв./MWh

13. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 68,69 лв./MWh

14. На „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 374,78 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 148,88 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 130,04 лв./MWh

15. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 398,64 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 172,74 лв./MWh;

16. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 399,95 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 174,05 лв./MWh;

17. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 468,30 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 242,40 лв./MWh;

18. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 261,49 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 35,59 лв./MWh;

19. На ЧЗП „Румяна Величкова“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 280,26 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 54,36 лв./MWh;

20. На „Алт Ко“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 199,20 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0 лв./MWh (при изчислена разлика минус 26,70 лв./MWh);

21. На „Брикел“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 541,15 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 315,25 лв./MWh;

22. На „Солвей Соди“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 655,07 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 429,17 лв./MWh;

23. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 573,46 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 347,56 лв./MWh;

24. На „Декотекс“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 465,53 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 239,63 лв./MWh;

25. На „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 322,73 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 96,83 лв./MWh;

26. На „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 304,59 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 78,69 лв./MWh;

27. На „Овердрайв“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 477,72 лв./MWh;

28. На „Нова Пауър“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 390,53 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 164,63 лв./MWh;

29. На „Оранжерии-Петров дол“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 317,10 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 91,20 лв./MWh;

30. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 308,04 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 82,14 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,21 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 60,99 лв./MWh;

31. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 337,56 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 111,66 лв./MWh;

Следва да се има предвид, че в случаите, в които при извършените изчисления индивидуалните цени на електрическата енергия са по-ниски от определената за целите на ценообразуването прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за базов товар за групата на производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, премиите следва да бъдат определени в размер на 0 лв./ MWh.

Във връзка с гореизложеното и на основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3, ал. 2 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 22, ал. 1 от Наредба № 5 за регулиране на цените на топлинната енергия и чл. 38, ал. 1 от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да открие производство за изменение на утвърдените, съответно определени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране пределни цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия,

произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

3. Да приеме за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:

3.1. Дата и час за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1;

3.2. Срок за предоставяне на становища по доклада по т. 1;

3.3. Дата и час за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

3.4. Срок за предоставяне на становища по проекта на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

3.5. Дата за провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

4. Да приеме проект на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

5. На откритото заседание да бъдат поканени представители на страните по производството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

6. На общественото обсъждане на проекта на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

7. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

Б. Паунов прочете диспозитива на проекта на решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Изменя, считано от 01.01.2025 г., утвърдените пределни цени на топлинната енергия и определените преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., като утвърждава, съответно определя, както следва (изброени 31 бр. дружества)

II. На основание чл. 31б, ал. 4 от Закона за енергетиката това решение влиза в сила от деня на приемането му от Комисията за енергийно и водно регулиране.

Ив. Н. Иванов попита какви са разликите за „Топлофикация София“ ЕАД, които са настъпили в преференциалната цена на електрическата енергия, на премията и на еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода

Б. Паунов отговори, че еднокомпонентната цена на топлинната енергия се запазва – 128,25 лв./MWh.

Пл. Младеновски допълни, че премията се увеличава. Това е единствената топлофикация, на която премията се увеличава с 11,14 лв./MWh. Премията е 112,13 лв./MWh. Предходната премия е била в размер на 100,98 лв./MWh

Ив. Н. Иванов обяви, че по т. 3.1 насрочва провеждането на открито заседание за разглеждане на доклада за 18.12.2024 г. от 10:30 ч. в зала IV на Комисията. По т.3.2, Срокът за представяне на становища по доклада е до 12:00 ч. на 23.12.2024 г. Ив. Н. Иванов обяви, че насрочва по т. 3.3 провеждането на обществено обсъждане на проекта на решение за 18.12.2024 г. от 10:50 ч. в зала IV на Комисията. По т.3.4, Срокът за представяне на становища по проекта на решение е до 12:00 ч. на 23.12.2024 г. Ив. Н. Иванов обяви, че насрочва закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за цените на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – за 01.01.2025 г.

Ив. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение с направените допълнения.

Във връзка с гореизложеното и на основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3, ал. 2 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 22, ал. 1 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия и чл. 38, ал. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

РЕШИ:

1. Приема доклад относно изменение на утвърдените с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране пределни цени на топлинната енергия и 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 дружествата от сектор „Топлоенергетика“;

2. Открива производство за изменение на утвърдените, съответно определени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране пределни цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

3. Приема за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:

3.1. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 на 18.12.2024 г. от 10:30 ч.;

3.2. Определя срок за предоставяне на становища по доклада по т.1 до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.3. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на 18.12.2024 г. от 10:50 ч.;

3.4. Определя срок за предоставяне на становища по проекта на решение по т.4 до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.5 Насрочва провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за приемане на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по

високоэффективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 01.01.2025 г.;

4. Приема проект на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоэффективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

5. За участие в откритото заседание да бъдат поканени представители на страните по производството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоэффективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

7. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

В заседанието по **точка втора** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Благой Голубарев.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията разглежда доклад относно **изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.**

С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е утвърдила цени на електрическата енергия на дружествата в сектор „Електроенергетика“ за регулаторния/ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Според чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия, цените за достъп и/или за пренос до/през електропреносната и/или електроразпределителните мрежи и цената и/или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсирание на невъзстановяемите разходи и на разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото, по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като: изменя разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, както и количеството електрическа енергия на обществения доставчик, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдителни, при съобразяване с енергийния баланс с цел осигуряване на максимална защита на интересите на крайните клиенти и при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и изменя признатия размер на други ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

Аналогична на чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 от ЗЕ е разпоредбата на чл. 40, ал. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

I. ПРЕДПОСТАВКИ ЗА ОТКРИВАНЕ НА ПРОИЗВОДСТВО ЗА ИЗМЕНЕНИЕ НА РАЗПОЛАГАЕМОСТТА/КОЛИЧЕСТВАТА И ЦЕНИТЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ

КЕВР е уведомена от енергийни дружества за настъпили по време на действащия ценови период обективни фактори, които обуславят повишаване на разходите, формиращи прилаганите от тях цени на електрическата енергия, а именно:

С писмо с вх. № Е-13-01-19 от 28.11.2024 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) посочва, че за периода юли-ноември 2024 г. надвзетите количества електрическа енергия от крайните снабдители надвишават с 500 GWh или с 11,5% определените в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., като очакванията на дружеството са потреблението на крайните снабдители да продължи да бъде по-високо от заложеното в решението, особено през следващите месеци, характеризиращи се със застудяване и повишаване на консумацията на битовите потребители. С прогнозирано превишение от 3% в следващите месеци до края на ценовия период допълнителните количества, консумирани от крайните битови клиенти, се очаква да надвишат със 750 GWh тези, определени в действащото ценово решение. Тези прогнозирани количества са изчислени при възприет консервативен подход и следва да се има предвид, че при негативно развитие и по-високо процентно отклонение и превишаване на потреблението, допълнителните количества, които НЕК ЕАД ще трябва да осигури за битовите клиенти, могат да нараснат до 940 GWh. Общественият доставчик обръща внимание, че възможностите за осигуряване на допълнителни количества електрическа енергия през настоящата година са още по-ограничени след изтичане на срока на споразумението за изкупуване на електрическа енергия с „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, както и поради завишената аварийност на „Ей И Ес -ЗС Марица изток 1“ ЕООД. Освен това, от началото на регулаторния период общественият доставчик закупува по-големи количества от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД спрямо договорените в предварителното разпределение на определената квота, за да компенсира завишените заявки на крайните снабдители. През месец ноември се запазва завишената квота на тази централа, която ще достигне 535 GWh и ще доведе до по-ранно изразходване на цялата определена електрическа енергия за централата или до недостатъчни доставки през зимния период. НЕК ЕАД отбелязва също и значителното намаление на валежите и притоците, а оттам и на водните запаси в язовирите, стопанисвани от дружеството, като към момента данните за притока за 2024 г. от четирите големи каскади, експлоатирани от НЕК ЕАД – „Белмекен – Сестримо – Момина клисура“, „Баташки водносилов път“, „Доспат – Вьча“ и „Арда“, показват много ниски стойности – с над 43% по-ниски в сравнение с предходните 4 години. Намаленото производство от ВЕЦ се отразява върху себестойността на електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, която е определена на 90,78 лв./MWh при 3 048 GWh производство, докато според дружеството очакваното годишно производство от ВЕЦ ще бъде около 1 808 GWh и дори по-ниско. Така, според НЕК ЕАД ще се увеличи себестойността на производството и необходимата цена, при запазване на възвръщаемостта, би следвало да е 144 лв./MWh.

На следващо място НЕК ЕАД посочва, че предвид ограничените водни ресурси, значителна част от количествата за изпълняване на отклоненията в профилите на крайните снабдители се закупуват от „Българска независима енергийни борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) при спазване на принципите за икономическа ефективност и оптимизация на разходите. В тази връзка НЕК ЕАД отбелязва, че ценовите нива през месец октомври 2024 г. и особено от началото на месец ноември 2024 г. значително надвишават цената, по която дружеството реализира електрическата енергия на регулиран пазар. Общественият

доставчик отбелязва, че за тази електрическа енергия няма предвиден компенсаторен механизъм в действащото ценово решение, което представлява значителна финансова тежест за дружеството при отговорното обслужване на обществените интереси, като обезпечава битовите потребители. В резултат на гореописаните усложнени условия, в които НЕК ЕАД функционира, дружеството изпитва затруднения в паричния поток и в определени периоди има недостиг на средства, съответно забавяне на плащанията към контрагенти и затруднения при обслужването на задълженията. Вземайки предвид изложените по-горе фактори и условия, в които функционира и тенденцията в развитието им, с висока степен на сигурност НЕК ЕАД твърди, че затрудненията му, свързани с паричния поток, се очертават като тенденция и в следващите месеци.

Съобразявайки се с посочените по-горе особености, НЕК ЕАД изгражда търговската си политика за следващите месеци основно ориентирана към изпълнение на задълженията си като обществен доставчик, но при тези значителни отклонения счита, че има риск при приключване на квотата на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да не могат да се набавят допълнителните количества от свободния пазар. За преодоляване на този риск намира за необходимо преразглеждане на ценовото решение за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. с определяне на допълнителни квоти и компенсаторни механизми за тях, които да обезпечат завишените заявки на крайните снабдители. Настоява също така прилагането на компенсаторен механизъм, изчислен в размер на около 120 млн. лв., да не се отлага за решението от 01.07.2025 г., тъй като и в момента НЕК ЕАД изпитва ликвидни затруднения, които при определяне на нова квота без навременна компенсация ще нарушат допълнително паричния поток и може да има закъснения в разплащането към доставчици, което ще се отрази в целия сектор.

Министърът на енергетиката е издал допълнителна Заповед № Е-РД-16-2717 от 12.12.2024 г., с която на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ министърът на енергетиката е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД допълнителна квота в размер на 527 000 MWh към годишна квота в размер на 2 628 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия. Горните заповеди са издадени 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.

Предвид изложеното и с оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, е направен анализ на ценообразуващи елементи на цените на електрическата енергия, а именно: изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както и на изменението на определените количества електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо прогнозираните от обществения доставчик и крайните снабдители за оставащия срок от периода, както следва:

1. Прогнозна пазарна цена за базов товар

По смисъла на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ КЕВР определя за целите на ценообразуването ежегодно прогнозна пазарна цена, въз основа на която се формира ценообразуващият елемент на цените на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи, отразяващ разходите им за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологични разходи. В тази връзка, Комисията

определя прогнозна пазарна цена за базов товар 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, както и групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група – независим преносен оператор и оператори на електроразпределителни мрежи, на пазара ден напред – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 1 и т. 2 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh, както и прогнозна пазарна цена за същия период за групите: независим преносен оператор – 178,64 лв./MWh; оператори на електроразпределителни мрежи – 185,38 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 177,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh.

От друга страна, постигнатата към 30.11.2024 г. цена за базов товар на пазара ден напред за периода 01.07.2024 г. – 30.11.2024 г. е в размер на 245,02 лв./MWh. Същевременно, като се вземат предвид постигнатите нива на фючърсните сделки за м. декември, които от началото на месеца се движат около 126,69 евро/MWh, се очаква цената за базов товар за второто полугодие на 2024 г. да е в размер от около 245,49 лв./MWh. По данните към началото на месец декември 2024 г., фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2025 г. (Q1 2025) са на нива от 124,98 евро/MWh, а за второ тримесечие на 2025 г. (Q2 2025) – от 86,80 евро/MWh, т.е. за първото полугодие на 2025 г. – 105,89 евро/MWh (207,10 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите за съседните пазари са с около 2-3 евро/MWh над тези за българския пазар.

Видно от горните данни, отклонението от определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., която е в размер на 173,09 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, е над 30%. В тази връзка, обаче, следва да бъдат съобразени и обстоятелствата, а именно:

Действително стойностите на фючърсните сделки за първото полугодие на 2025 г. имат прогнозен характер и се характеризират с относителна волатилност в зависимост от различни фактори, но предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара ден напред, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. под 199,05 лв./MWh (определената прогнозна пазарна цена за целите на ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, увеличена с 15%), то следва за първото полугодие на 2025 г. цената за базов товар да е около 150 лв./MWh, което е нереалистично, предвид стойностите на фючърсите и обстоятелството, че започва зимния сезон.

Видно от горните данни, прогнозната пазарна цена за базов товар, при отчитане на постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. на организиран борсов пазар на електрическа енергия, следва да е около 116 евро/MWh, като е нужно да се отчетат и различните допълнителни фактори, които оказват влияние върху нея. Основният движещ фактор за покачването на цените на регионалните борси е дефицитът на електрическа енергия, особено в пиковите часови диапазони, на фона на увеличен капацитет за износ към Украйна, чиято енергийна инфраструктура продължава да бъде разрушавана. През зимните месеци износът към Украйна ще окаже допълнителен

натиск на дефицитния пазар в Югоизточна Европа, предвид ограничения воден ресурс и липсата на достатъчно работещи гъвкави мощности. Наблюдават се и други фактори, които допълнително влияят на възходящия тренд на цената, като: опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ; повишеното потребление предвид по-студеното време спрямо 2023 година; различните форми на компенсации/помощи в региона, които изкривяват пазара чрез липса на търсене на дългосрочни продукти и нелимитирани оферти на краткосрочните пазари; гъвкавите мощности в региона при липса на воден ресурс са неконкуретни и активирането им води до нереално високи цени.

От началото на м. ноември 2024 г. пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за този едномесечен период изменението на фючърсите е с над 20,00 евро/MWh. При такава рязка динамика не може да се прогнозира доколко устойчива е тенденцията от последния месец. Освен това, цената ще се прилага през относително дълъг период – 6 месеца, поради което същата не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена следва да се вземат предвид и стойностите на фючърските сделки към началото на м. ноември 2024 г., като прогнозата се редуцира с около 3,50 евро/MWh до 112,50 евро/MWh.

При отчитане на горните факти и аргументи, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 220,03 лв./MWh.

На основание чл. 376, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. Комисията е определила групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 220,03 лв./MWh, прогнозната пазарна цена съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители следва да бъде:

1. Независим преносен оператор – 227,09 лв./MWh;
2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 235,66 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 225,90 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 179,86 лв./MWh;
5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 211,92 лв./MWh;
6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 234,79 лв./MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 223,25 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар в размер на 220,03 лв./MWh е в размер на 27,12%, в същия размер е и тази разлика по отношение на прогнозната пазарна цена за независимия преносен оператор и за операторите на електроразпределителни мрежи.

Посочената разлика обосновава наличие на съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар по смисъла на § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ, според която разпоредба съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

2. Количества електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар

За целите на ценообразуването, в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила количествата електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар, общо в размер на 12 578 629 MWh. За оставащия срок от ценовия период общественият доставчик е направил прогноза, че необходимите количества електрическа енергия за покриване на потреблението на регулирания пазар ще нарастнат с 940 000 MWh, предвид обстоятелството, че само за първите 5 месеца от регулаторния период крайните снабдител са заявили с 500 000 MWh над определените с решението на КЕВР. След анализ на горното, необходимото количество електрическа енергия, което общественият доставчик следва да осигури на крайните снабдител за покриване на потреблението на регулирания пазар до края на срока на ценовия период, е в размер на общо 13 505 629 MWh, което представлява увеличение с 927 000 MWh спрямо това по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от откриване на процедура за изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР при условията на чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 от ЗЕ. В този случай КЕВР може да приеме съкратена процедура и срокове, а решението за изменение на цените влиза в сила от деня на приемането му от Комисията – чл. 31б, ал. 3 и ал. 4 от ЗЕ и чл. 53 от НРЦЕЕ.

Посочените по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар и количествата електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар, се отразяват на цените на електрическата енергия. В тази връзка, са направени съответните технико-икономически анализи, резултатите от които са изложени по-долу.

II. РАЗПОЛАГАЕМОСТ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ, КАКТО И КОЛИЧЕСТВО ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, В СЪОТВЕТСТВИЕ С КОИТО ОБЩЕСТВЕНИЯТ ДОСТАВЧИК ДА СКЛЮЧВА СДЕЛКИ С КРАЙНИТЕ СНАБДИТЕЛИ

Предвид изложеното по-горе е необходимо да се изменят определените за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, както и количества електрическа енергия, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдител, при отчитане на количеството електрическа енергия, което ще реализира на пазара по свободно договорени цени. Следва да се има предвид, че

определяните на производителите разполагаемост за производство и количества електрическа енергия са обвързани с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, поради което периодите, за които се определя разполагаемост и количества електрическа енергия, следва да съответстват на ценовия период на тези цени – 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Предвид ограничените водни ресурси, аварията в ПАВЕЦ Чаира и непроизведеното количество енергия от оборотна вода, допълнителна разполагаемост за обществения доставчик следва да се определи от централи, които могат да осигурят количествата за изпълняване на отклоненията в профилите на крайните снабдители, които в момента НЕК ЕАД закупува от БНЕБ ЕАД. От друга страна, този вид централи са ограничен брой, със себестойност, значително надвишаваща определената прогнозна пазарна цена и попадащи в хипотезата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ. Към настоящия момент, като изключим ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД (предвид изложените по-горе аргументи), единствената гъвкава мощност, непопадаща в обхвата на ограниченията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, предвид сключеното дългосрочно споразумение за изкупуване на енергия е „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД, която поради завишена аварийност може да не е в състояние да изпълни дори определените количества с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР. Това създава сериозни рискове за ефективното и сигурно управление на електроенергийната система от електропреносния оператор, който ще разполага с ограничен набор от мощности за регулиране.

От друга страна, обезпечаването на допълнителни количества за покриване на потреблението на крайните снабдители само от гъвкави мощности, които са с висока себестойност на произведената електрическа енергия, ще доведе до значително повишаване, както на крайните цени на електрическата енергия на регулирания пазар, така и на разходите на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), при който към настоящия момент се наблюдават проблеми с ликвидността. В тази връзка, с оглед изпълнение на изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните дружества и крайните клиенти, следва да се възприеме балансиран подход при определяне на допълнителната разполагаемост за обществения доставчик за периода до 30.06.2024 г., както от техническа, така и от икономическа страна.

Горните специфики на функционирането на електроенергийната система и гарантирането на сигурността на доставките, както и отчитането на икономическия ефект от предприетите мерки, обосновават необходимостта допълнителните количества електрическа енергия за регулирания пазар да бъдат осигурени от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В тази връзка изменените разполагаемост и количества електрическа енергия на производителите са, както следва:

№	Електрическа енергия по централи в MWh	За регулиран пазар
1	„Ей И Ес -ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	3 155 000
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 500 kW	281 455
4	Топлофикационни и заводски централи	3 069
5	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	6 595 524
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 831 200
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905
10	Общо количество енергия реализирано от НЕК ЕАД	13 505 629

Горните разполагаемост и количества 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, разпределени по месеци, така, както изисква чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ и при отразяване на отчетените такива за периода от 01.07.2024 г. до 30.11.2024 г., са както следва:

Електрическа енергия по централи в MWh		Количества за рег. период	юли-декември	яну.25	фев.25	мар.25	апр.25	май.25	юни.25
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 831 200	2 643 200	903 297	633 052	658 138	420 114	283 000	290 400
	в т.ч. количества, определени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	5 431 200	2 643 200	766 000	532 600	556 400	359 600	283 000	290 400
	допълнителни количества	400 000	-	137 297	100 452	101 738	60 514	-	-
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	607 659	57 500	70 000	108 500	78 415	78 415	78 415
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	3 155 000	1 816 561	444 897	241 144	186 636	172 061	170 569	123 134
	в т.ч. количества, определени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	2 628 000	1 816 561	163 680	137 940	148 600	136 800	141 360	83 059
	допълнителни количества	527 000	-	281 217	103 204	38 036	35 261	29 209	40 075
4	„Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	1 354 738	373 777	316 973	312 829	288 981	276 076	232 627
6	ВЕИ под 0,5 MW	281 455	109 832	21 166	24 155	28 161	28 143	29 966	40 033
7	ВЕКП под 0,5 MW	3 069	1 291	416	411	413	351	102	84
8	Общо количество електрическа енергия	13 505 629	6 533 281	1 801 053	1 285 734	1 294 677	988 064	838 127	764 692

III. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., в частта по т. II.3.2., КЕВР е утвърдила цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 127,69 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,70 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 1 606 165 хил. лв. и енергия – 12 578 629 MWh.

Предвид обстоятелството, че прогнозните количества електрическа енергия за осигуряване на клиентите на крайните снабдители са с 927 000 MWh повече спрямо прогнозираните в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, следва да се промени структурата на микса на обществения доставчик.

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

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период	Средна цена на електрическата енергия	
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 831 200	381 769	65,47
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	97 943	90,78
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	3 155 000	870 717	275,98

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
4	„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	1 122 334	355,62
6	ВЕКП, под 500 kW	3 069	1 871	609,64
7	ВИ, под 500 kW	281 455	85 043	302,15
8	Средна покупна цена на обществения доставчик	13 505 629	2 559 676	189,53

Разходите за електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, и от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД са запазени на нивата, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са в съответствие с доклад с вх. № Е-Дк-1405 от 12.12.2024 г.

Разходите за електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД във връзка със Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г. и Заповед № Е-РД-16-2717 от 12.12.2024 г. на министъра на енергетиката, издадена на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ, са определени въз основа на изчислената в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цена на дружеството.

Във връзка с изложеното по-горе, формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдителите, е представено в следващата таблица:

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 831 200	381 769	65,47
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	97 943	90,78
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	3 155 000	632 641	200,52
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	632 841	200,52
6	ВИ под 0,5 MW	281 455	47 191	167,67
7	ВЕКП под 0,5 MW	3 069	693	225,90
8	Общо количество електрическа енергия, необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	13 505 629	1 793 078	132,77
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			5,69
10	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдителите (p.8+p.9)			138,46

Стойността на компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е преизчислена на 5,69 лв./MWh.

Прогнозните пазарни цени на производителите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно раздел IIIa от НРЦЕЕ.

Разходите на обществения доставчик за електрическа енергия от производители от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност под 500 kW са изчислени, като общите разходи по преференциална цена са намалени със стойността на компенсацията от ФСЕС за изкупените количества електрическа енергия от производители, чиято

преференциална цена е по-висока от определената прогнозна пазарна цена за съответната група по чл. 376, ал. 2 от НРЦЕЕ.

Прогнозната пазарна цена на „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по отношение на количествата за изпълнение на Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г. и Заповед № Е-РД-16-2717 от 12.12.2024 г. на министъра на енергетиката за количествата електрическа енергия е съобразена с актуализираната прогнозна пазарна цена за базов товар, като при изчислението на приложимия коефициент са изключени пиковите часови интервали, през които липсват излишъци от произведената от тези производители електрическа енергия в микса на обществения доставчик, а тя е предназначена изцяло за задоволяване на потреблението на клиентите на регулирания пазар.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, следва да бъде в размер на 138,46 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,69 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 869 989 хил. лв. и енергия – 13 505 629 MWh.

IV. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

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

С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е утвърдила за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от ФСЕС. 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.

По-горе по т. I.1. изчисленията при условията и реда на раздел IIIа от НРЦЕЕ по-високи пазарни цени за групите производители водят до намаляване на разходите на ФСЕС спрямо определените в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.

– Разходи за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници в размер на 411 412 хил. лв. на годишна база.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	288
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	356 278

4	Биомаса	54 486
5	Общо ВИ	411 412

– Разходи за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от производители от възобновяеми източници, с инсталирана мощност под 500 kW, в размер на 37 842 хил. лв. на годишна база.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	34 996
4	Биомаса	2 846
5	Общо ВИ	37 842

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 т. I.1., и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

– Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 479 416 хил. лв. на годишна база, формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-1405 от 12.12.2024 г.

– 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 1 481 хил. лв. на годишна база, формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-1405 от 12.12.2024 г. 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.

– Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г. и Заповед № Е-РД-16-2717 от 12.12.2024 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 238 076 хил. лв. на годишна база.

– 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 489 493 хил. лв. на годишна база.

Във връзка с изложените по-горе данни общият размер на разходите на ФСЕС е в размер на 1 706 623 хил. лв. на годишна база.

По отношение на приходите на ФСЕС се очаква същите да се запазят на прогнозното ниво от Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР. В резултат на намалението на премиите на производители по раздел IIIa от НРЦЕЕ, приходите от вноски по чл. 36е от ЗЕ, дължими върху премиите, ще намалят с около 5 500 хил. лв., което се очаква да се компенсира от увеличените приходи по това перо от останалите производители. От друга страна, съществува възможност от неизпълнение на приходната част на бюджета на ФСЕС предвид разпределението на квотите за продажба на Европейската енергийна борса (ЕЕХ), публикувани в тръжния календар за 2025 г., съгласно който 42% от общото търгувано количество квоти е предвидено за първото полугодие. Това поражда риск от допълнителен дефицит от около 62 978 хил. лв. за регулаторния период.

Следва да се има предвид, обаче, че реалното намаление на разходите на ФСЕС спрямо тези, прогнозирани в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. в размер на 1 934 504 хил. лв., е около 100 000 хил. лв. поради обстоятелството, че горните изчисления са направени на годишна база, а периодът, през който ще се прилагат, е 6 месеца, както и че за част от разходите (като компенсацията за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД) се очаква около 70% от плащанията да са извършени до 01.01.2025 г.

С писмо с изх. № 1079 от 30.07.2024 г. ФСЕС е информирал Министерство на енергетиката и Министерство на финансите, че реално натрупаният дефицит от изпълнението на Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г., тоест за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., е в размер на 444 000 хил. лв., които към настоящия момент Фондът е изразходил като одобрен от Министерството на финансите лимит за плащане в СЕБРА на основание чл. 154 Закона за публичните финанси. Следва да се има предвид, че в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. Комисията е формирала приходите и разходите на Фонда за новия ценови период при отчитане на Решение № 371 на Министерския съвет от 30.05.2024 г., следователно през този ценови период не е предвиден приход, с който да бъде покрит дефицитът от 444 000 хил. лв.

Предвид горното, както и допълнителните рискове за неизпълнение на прогнозираните приходи на ФСЕС, средствата от намалените разходи за изплащане на премии следва да бъдат използвани като буфер за предотвратяване възникването на нов дефицит и подобряване на ликвидността на фонда, предвид разминаването в ритмичността на постъпленията и дължимите плащания, с оглед предотвратяване на ликвидна криза по веригата доставка на първични енергийни ресурси – производство – пренос – разпределение - доставка на електрическа енергия.

Видно от изложеното, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б от ЗЕ, които Фондът следва да извърши. В тази връзка, 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.

Предвид гореизложеното, утвърдената с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цена за задължения към обществото от 0,00 лв./MWh, без ДДС, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, следва да бъде в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

V. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.4., Комисията е утвърдила на ЕСО ЕАД цени, както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,85 лв./MWh, без ДДС, при необходими 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 необходими 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 необходими 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 електроразпределителни 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 12,70 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 422 890 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 300 000 MWh.

Изменението на определената за целите на ценообразуването на дружеството прогнозна пазарна цена, води до изменение на признатата стойност на разходите на дружеството за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, свързани с пренос през електропреносната мрежа, които представляват ценообразуващ елемент на цената за пренос през електропреносната мрежа. Промяната на размера на тези разходи води до изменение на необходимия оборотен капитал на дружеството, съответно върху регулаторната база на активите. Това от своя страна се отразява и върху нормата на възвръщаемост на капитала. В тази връзка ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, се изменят, както следва:

Цена за пренос през електропреносната мрежа			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	322 880
2	Възвръщаемост	хил. лв.	67 842
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	179 401
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. лв.	-45 485
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-15 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-48 329
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	461 309

Цена за пренос през електропреносната мрежа			
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 300 000
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	13,85

Във връзка с гореизложеното, утвърдената с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 12,70 лв./MWh, без ДДС, следва да бъде в размер на 13,85 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 461 309 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната – 33 300 000 MWh. Останалите цени на ЕСО ЕАД, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, не се изменят.

VI. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5, Комисията е утвърдила на електроразпределителните дружества:

На „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени за първата ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 393 359 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 393 354 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02741 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00770 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01173 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03803 лв./kWh.

На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за първата ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 358 376 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 611 515 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02672 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01149 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03704 лв./kWh.

На „Електроразпределение Север“ АД цени за първата ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 240 857 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 445 000 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02898 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01279 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03689 лв./kWh.

На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за първата ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 3 037 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 55 293 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02049 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00927 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03742 лв./kWh.

Изменението на определената за целите на ценообразуването на електроразпределителните дружества прогнозна пазарна цена и на цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа води до изменение на признатата стойност на разходите на дружествата за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия, които представляват ценообразуващ елемент на цените за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи. Промяната на тези разходи води до изменение на размера на необходимия оборотен капитал на електроразпределителните дружества. съответно на регулаторната база на активите. Това от своя страна се отразява и върху нормата на възвръщаемост на капитала.

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цените за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на електроразпределителните дружества, се изменят както следва:

1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи	187 449	187 449
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	141 918	178 284
3	Разходи за амортизации	80 272	80 272
4	Регулаторна база на активите	686 009	690 555
4.1.	Призната балансова стойност на активите	512 609	512 609
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	132 229	132 229
4.3.	Необходим оборотен капитал	41 171	45 717
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%	6,998%
6	Възвръщаемост	48 007	48 325
7	Корекция с фактор Z	-64 427	-64 427
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	141	141
9	Необходими годишни приходи	393 359	430 043
10	Количество електрическа енергия за разпределение	9 393 354	9 393 354

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. Ц.5.2., цени, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД следва да бъдат в размер:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01287 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04283 лв./kWh,

– останалите цени на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.2., не следва да бъдат изменяни.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 430 043 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 9 393 354 MWh.

2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

„Електроразпределение Юг“ ЕАД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи	159 946	159 946
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	130 109	163 445
3	Разходи за амортизации	75 083	75 083
4	Регулаторна база на активите	731 980	736 147
4.1.	Призната балансова стойност на активите	588 459	588 459
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	107 264	107 264
4.3.	Необходим оборотен капитал	36 257	40 424
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%	6,998%
6	Възвръщаемост	51 224	51 516
7	Корекция с фактор Z	-59 435	-59 435
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	1 453	1 453
9	Необходими годишни приходи	358 379	392 007
10	Количество електрическа енергия за разпределение	8 611 515	8 611 515

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.3., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД следва да бъдат в размер:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01263 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04186 лв./kWh;

– останалите цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.3., не следва да бъдат изменяни.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 392 007 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 8 611 515 MWh.

3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

„Електроразпределение Север“ АД

„Електроразпределение Север“ АД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи	132 591	132 591
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	95 041	119 392
3	Разходи за амортизации	37 525	37 525
4	Регулаторна база на активите	282 700	285 744
4.1.	Призната балансова стойност на активите	193 861	193 861
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	60 385	60 385
4.3.	Необходим оборотен капитал	28 454	31 498
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%	6,998%
6	Възвръщаемост	19 783	19 996
7	Корекция с фактор Z	-42 780	-42 780
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	-1 300	-1 300
9	Необходими годишни приходи	240 860	265 424
10	Количество електрическа енергия за разпределение	5 445 000	5 445 000

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД, следва да бъдат в размер:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01419 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04224 лв./kWh;
- останалите цени на „Електроразпределение Север“ АД, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4., не следва да бъдат изменяни.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 265 424 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи	2 211	2 211
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	584	734
3	Разходи за амортизации	211	211
4	Регулаторна база на активите	1 797	1 816
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 191	1 191

„Електроразпределение Златни Пящи“ АД			
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	257	257
4.3.	Необходим оборотен капитал	349	368
5	Норма на възвръщаемост на капитала	7,00%	7,00%
6	Възвръщаемост	126	127
7	Корекция с фактор Z	-75	-75
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	-20	-20
9	Необходими годишни приходи	3 037	3 188
10	Количество електрическа енергия за разпределение	55 293	55 293

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пящи“ АД следва да бъдат в размер:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04015 лв./kWh,

– останалите цени на „Електроразпределение Златни Пящи“ АД, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5., не следва да бъдат изменяни.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 3 188 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 55 293 MWh.

VII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

Изменението на утвърдената с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.3.2., цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители води до изменение на цените за снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител, както следва:

1. „ЕЛЕКТРОХОЛД ПРОДАЖБИ“ ЕАД

„Електрохолд Продажби“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,17578
- Нощна	0,07703
2. Една скала	0,17578

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 741 936 хил. лв.

2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,17270
- Нощна	0,07409
2. Една скала	0,17270

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 649 954 хил. лв.

3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,17719
- Нощна	0,07196
2. Една скала	0,17719

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 441 683 хил. лв.

4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16771
- Нощна	0,09185
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 364 хил. лв.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.01.2025 г. (включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)	
„Електрохолд Продажби“ ЕАД	8,92%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	8,96%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	9,15%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	7,83%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	8,99%

Изказвания по т.3.:

Докладва Пл. Младеновски. В чл. 31б от Закона за енергетиката е уредено кога Комисията може да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период. Няколко са предпоставките, които могат да доведат до изменение на цените. Първата, която е анализирана в доклада, това е промяната на прогнозната пазарна цена за базов товар. С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. Комисията е направила прогнозна пазарна цена за целия ценови период в размер на 173,06 лв./MWh. Анализът на постигнатата цена и на фючърсите за м. декември, тъй като са взети данните само до 01 декември, фючърсите за м. декември и за първите две тримесечия на 2025 г. сочат, че има съществено изменение. Отчетът до 01 декември 2024 г. за постигнатата цена сочи, че постигнатата цена от 01 юли до 30 ноември е в размер на 245,48 лв./MWh. Фючърсът за декември, към 01 декември, е бил в размер на 126,66 евро/MWh или 247,73 лв./MWh. Към настоящия момент тази стойност е повишена, тъй като само до 13.12.2024 г. отчетните цени, които се получават на IBEX, е 333,05 лв./MWh, т.е. 170,29 евро/MWh. На EEX също има повишение спрямо използваната в доклада стойност за декември, но Пл. Младеновски смята да се придържа към тази цена, тъй като за Q1 и Q2 има намаление в прогнозите, т.е. използваната стойност от 125,90 евро/MWh за първо тримесечие и 88,66 евро/MWh са около 2 – 3 евро надолу. Предложената стойност за нова прогнозна пазарна цена, дори с използването на фючърсите към днешна дата, е по-висока от предложената цена от 220,03 лв./MWh, тъй като е направен анализ какво точно е предизвикало опасенията за покачване на цената за първо и второ тримесечие, като част от факторите са с бъдещо неопределено време, с характер, който може да се измени във всеки един момент. Пл. Младеновски посочи как в рамките на 6 месеца се променят прогнозите за търгуваните фючърси.

Втората предпоставка, която налага изменението на цените, е получената информация от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, за сериозно покачване на потреблението на регулирания пазар на заявките на крайните снабдители. НЕК ЕАД отбелязва с писмото от 28 ноември, т.е. преди да е приключил м. ноември, че заявките на крайните снабдители са надхвърлили 500 хил. MWh повече от определените помесечни квоти за този период. В същото време НЕК ЕАД прави прогноза, че в резултат на увеличеното потребление на битовите потребители с 11,5%, дори към 12.12.2024 г. то е било надхвърлено с близо 600 хил. MWh, са им необходими повече от 940 хил. MWh. След оценка на поисканите по-високи количества е изчислено, че прогнозата на повишеното потребление на клиентите на крайните снабдители е в размер на 927 хил.

MWh до края на ценовия период. Причината е, първо, повишено потребление. Второ, ниски запаси в язовирите на НЕК ЕАД. В момента язовирите са пълни 43% от нивата, на които са били през предходната година. Следват аварирани мощности на НЕК ЕАД, неработещи мощности на ВЕЦ „Тешел“ и ПАВЕЦ Чаира, и не на последно място - ограничените възможности за реакция на регулирания пазар към настоящия момент, тъй като след като е изтекъл договорът на ТЕЦ Марица Изток 3, общественият доставчик няма допълнителни мощности, които може да използва за задоволяване на потреблението. Общественият доставчик и друг път е изпадал в подобни ситуации, но това, което е считано за негативно през предходни периоди, че прекалено много енергия следва да изкупува, която надвишава потреблението на клиентите на регулирания пазар, Комисията е определяла и количества, които НЕК ЕАД следва да реализира на свободния пазар. Това винаги е спасявало обществения доставчик при подобни ситуации, тъй като автоматично в часовете, дните и месеците, когато има увеличено потребление от страна на крайните снабдителни, са се пренасочвали количества, предназначени за свободния пазар, към регулирания пазар и не е било необходимо Комисията да определя допълнителни квоти и допълнително други производители, от които общественият доставчик да използва за задоволяване на нуждите на крайните клиенти. Предложението на обществения доставчик е да се определи допълнителна квота от ТЕЦ „Марица Изток 2“ за покриване на повишеното потребление.

В доклада е направен анализ, като действително е необходимо допълнителните квоти да бъде предвид фактът, че профилът на потребление на клиентите на регулирания пазар е необходимо да бъдат гъвкави мощности. Такива към настоящия момент има две. Едната е ЕЙ И ЕС-ЗС "Марица Изток I" ООД, а другата е ТЕЦ „Марица Изток 2“. При ЕЙ И ЕС-ЗС "Марица Изток I" ООД в началото на регулаторния период се е наблюдавала завишена аварийност. Работила е предимно на един блок, така че дори и да работят на пълна мощност, ще достигнат определените им количества и оттам няма как да се определи допълнителна квота. В същото време има ограничението на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, съгласно която не може да се определи допълнителна квота от тези гъвкави производители, тъй като всички те, включително и ТЕЦ „Марица Изток 2“, са с цена по-висока с 10% от прогнозната пазарна цена. В тази връзка е изпратено писмо от МЕ, в което са попитали Комисията как би се отразила върху цените евентуална допълнителна квота, определена със заповед на министъра, в размер между 500 и 800 хил. MWh. Отговорът на Комисията е бил, че все пак наистина трябва да има гъвкава мощност, която да осигурява допълнителните количества, с оглед сигурността на енергийната система и възможностите, които енергийният оператор да притежава разполагаемост за регулиране, но в същото време трябва да се помисли чисто икономически как би се отразила една такава заповед за такива огромни количества върху цените за регулирания пазар. В тази връзка е било направено предложение да се покрие този дефицит от 927 хил. MWh с 400 хил. MWh от АЕЦ Козлодуй (действително там няма никаква гъвкавост) и 527 хил. MWh от ТЕЦ „Марица Изток 2“. Това са двете причини, които налагат изменение на цените. В тази връзка с новите количества и с новите преференциални цени в доклада подробно е изложен миксът на обществения доставчик по месечното разпределение на допълнителната квота, както и на настоящите квоти, и формирането на цената, по която НЕК ЕАД в качеството си на обществен доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдителни, която се увеличава от 127 лв./MWh на 138,46 лв./MWh. По отношение на цената за задължение към обществото, намаляването на премиите за производителите от възобновяема енергия, както и за топлофикациите, така и за американската централа и ТЕЦ „Марица Изток 2“ (в случая те не взимат премии, но имат компенсации от ФСЕС до определената от Комисията с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цена), намаляват разходите на фонда, като се очаква приходната част да се запази относително. Приходите намаляват дотолкова, доколкото при намалението на премиите

производителите дължат 5% от премията като вноска на фонда. С намалението на премиите тази 5%-на вноска се намалява, но в същото време заради по-високата цена на пазара, приходите от 5% се увеличават. Това обаче малко измамно звучи, тъй като в ниските часове, когато цените са ниски в часовете с ниски цени, тогава в България се произвежда електрическа енергия и се изнася. Часовете, когато са с високи цени, на които се дължи увеличението на базовия товар, в страната се произвежда по-малко количество, отколкото се потребява. Съответно основното количество идва от внос. Ако се направи една графика на цените, които се постигат, ще се види, че тежестта на часовете с ниска цена е много по-голяма, отколкото на тези с висока цена. Съответно среднопретеглената цена, която Фондът събира от всички производители, е много по-различна от цената, която се вижда на борсата за съответния ден.

Ив. Н. Иванов допълни, че много по-малко ще се повиши.

Пл. Младеновски отбеляза, че другото, което създава съществен риск за изпълнение на приходната част на бюджета на Фонда, е, че в новия календар, който са публикували от Европейската електроенергийна борса, са направили едно разместване на количествата търгувани квоти. Като се разделят двете шестмесечия (до 30 юни и от 01 юли до края на годината) се вижда, че в първо тримесечие са 42%, а не като преди 50% на 50%, и 58% са във второ шестмесечие, като особено големите количества са изместени в края на годината. Причината за това е механизмът, който прилага Европейската комисия, при който обикновено излиза с доклад през м. юли, и за последното тримесечие обикновено се намаляват квотите с 24%. Така е и по механизма, който е приет от Европейската комисия. Тоест в момента изместват по-голямото количество в края на годината, защото по този начин чисто законово могат да намалят квотите с повече, отколкото през останали години. Но това създава неравномерно разпределение между двете полугодия. За първото полугодие (за настоящия ценови период) създава рискове, дори при запазване на същата цена от неизпълнение на приходите с 62 978 хил. лв. или около 63 млн. лв.

Друго нещо, което вероятно ще се изтъкне и на общественото обсъждане, е, че на пръв поглед много намаляват разходите на Фонда, с над 200 млн. лв. Но тук трябва да се вземе предвид, че те ще бъдат намалени само за 6 месеца, т.е. само половината сума. Отделно от това се намалява компенсацията на ТЕЦ „Марица Изток 2“ за съществуващата квота. Но тя към момента, когато е изготвян доклада от работната група, се е очаквало към края на годината 70%. Сега се очаква да е 80%, т.е. 80% вече е платена по-високата компенсация до 01 януари.

Ив. Н. Иванов отбеляза, че е от квотата, която Комисията е дала от 01 юли.

Пл. Младеновски потвърди това. Реално само 20% ще бъдат плащани с по-ниски цени. Затова не може чисто механично да се изчисли действително колко точно са намалени разходите на Фонда. Предвид това е по-добре тези средства да се използват като буфер, за да не влезе в нов дефицит Фондът в допълнение на дефицита от предходния ценови период, който е бил точно изчислен, не само по прогнози, след завършване на ценовия период, на 444 млн. лв., които трябва да са покрити от държавния бюджет, както е било заявено от трибуната на Народното събрание.

Чисто механично са актуализирани цените и на мрежовите услуги на ЕСО ЕАД, на четирите електроразпределителни дружества предвид по-високата пазарна цена на технологични разходи, така че тя е пренесена в разходите на цената за пренос, както и цените на крайните снабдителите предвид по-високата цена за обществена доставка. В тази връзка крайните цени се изменят при „Електрохолд Продажби“ ЕАД с 8,92%, при „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД с 8,96%, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД с 9,15%, „ЕСП Златни Пясъци“ ООД с 7,83%. Среднопретегленото изменение е 8,99%.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 1, т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 6, 9, 10, 13 и 17 от Закона за

енергетиката, чл. 40, ал. 1, т. 1 и т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия 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 открие производство за изменение на разполагаемостта/количествата и цените, определени, съответно утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. I., т. II.1., т. II.3.2., т. II.4.4., т. II.5. и т. II.6.;
3. Да приеме за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:
 - 3.1. Дата и час за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1;
 - 3.2. Срок за предоставяне на становища по доклада по т. 1;
 - 3.3. Дата и час за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение за цени на електрическата енергия;
 - 3.4. Срок за предоставяне на становища по проекта на решение за цени на електрическата енергия;
 - 3.5. Дата за провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за цени на електрическата енергия.
4. Да приеме проект на решение за цени на електрическата енергия;
5. На откритото заседание да бъдат поканени представители на страните по производството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;
6. На общественото обсъждане на проекта на решение за цени на електрическата енергия да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;
7. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

Ив. Н. Иванов отбеляза, че трябва да се прочете и проекта на решение

Пл. Младеновски прочете проекта на решение:

На основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 6, 9, 10, 13 и 17 от Закона за енергетиката и чл. 40, ал. 1, т. 1 и т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., в частта по т. I., т. II.1., т. II.3.2., т. II.4.4., т. II.5. и т. II.6., както следва:

I. Изменя определения за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, и количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, като определя:

II. Изменя утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени на електрическа енергия, като утвърждава:

1. На „Национална електрическа компания“ ЕАД
2. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД
3. На „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД
4. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД

5. На „Електроразпределение Север“ АД
6. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД
7. На „Електрохолд Продажби“ ЕАД
8. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД
9. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД
10. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД

III. Всички останали цени, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., остават непроменени.

Ив. Н. Иванов каза, че това, което е докладвано, че няма да се повишат останалите цени, ще трябва да се съобщи по време на откритото заседание и общественото обсъждане.

Бл. Голубарев зададе въпрос относно съотношението на дневната и нощната тарифа. Като съотношение няма изменение. Изменят се номинално, но не и като съотношение. Бл. Голубарев попита дали това не може да бъде по-справедливо отнесено, без да се нарушава постигнатото средно увеличение, защото наистина нощната енергия е в изключително неприятен дисонанс с пазарната обстановка.

Пл. Младеновски отговори, че с новите количества дневна и нощна тарифа процентно отношение е запазено както е в първото решение. Чисто механично, при едно и също повишаване на мрежовите услуги крайната цена за нощна енергия се повишава малко повече, отколкото крайната цена за дневна, защото мрежовите услуги са постоянна стойност. Цената за пренос и достъп е постоянна. Но при увеличение на мрежовите услуги винаги има по-голямо увеличение на нощната, отколкото на дневната тарифа. От изказването на Бл. Голубарев Пл. Младеновски разбира, че още повече трябва да се повиши нощната...

Ив. Н. Иванов каза да стигне до изравняване.

Бл. Голубарев счита, че не става въпрос да повиши нощната, а да се коригира съотношението.

Пл. Младеновски отговори като даде пример с цените на „Електрохолд Продажби“ ЕАД. Средното повишение е 8,92%. Но дневната тарифа се повишава с 8,97%, а нощната с 9,17%. Същото е и при „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД. Средното повишение е 8,96%. Но дневната тарифа се повишава с 8,90%, а нощната с 9,23%. Разликата е малка, действително трябва да се върви към изравняване на двете, но в извънредно решение не смята, че не трябва да се правят по-големи крачки от вече направеното.

Бл. Голубарев отбеляза, че това е наистина стабилен аргумент, защото очаква тази реакция на общественото обсъждане.

Ив. Н. Иванов каза, че този въпрос се повдига редовно от разпределителните дружества. В разговор с „Електрохолд Продажби“ ЕАД председателят е казал, че това не е корекцията, което Комисията извършва сега, а е смяна на модела, в който се изравняват нощната и дневната тарифа, което може да се направи в годишно ценово решение. В противен случай ще се извърши промяна на модела, по който се определят дневна и нощна тарифа. Дали ще се направи от 01 юли, председателят не може да каже, защото това е сериозна промяна. Дружеството изтъква това, че цената на нощната енергия се повишава много повече по причина, която Пл. Младеновски е обяснил при докладването, че това е периодът, когато се внася в България енергия на висока цена, за разлика от произвежданата дневна енергия на по-ниска цена. Сега само постъпателно по определен начин се доближават стойностите на дневната и нощната тарифи.

Бл. Голубарев посочи, че не иска да бъде разбран погрешно. Това не означава, че механично само да се увеличава нощната, а съотношението, за да стане увеличението равномерно.

Пл. Младеновски отговори, че това не може да стане изведнъж, защото когато се вдига едната, се сваля другата. Потреблението се измества, сметката отново няма да

излезе и отново трябва да се нагласява. Пл. Младеновски посочи, че дори и няма толкова хора, които готвят нощем и умишлено потребяват повече нощна енергия, но поне за София ще се премести зареждането на електромобилите от нощта през светлата част от денонощието, когато цената е по-евтина.

Бл. Голубарев потвърди, че тогава цената е по-евтина. Напоследък е точно обратното - преди е имало излишък нощем, сега е обратното.

Ив. Н. Иванов отбеляза, че в крайна сметка, специално за електромобилите нощното зареждане е безспорно приоритетно, защото през деня електромобилът се ползва.

Бл. Голубарев каза, че е така, но това означава, че трябва да има повече зарядни станции, за да могат да се зареждат и през деня.

Юл. Стоянов посочи, че ако за пореден път бъде отложена либерализацията, тази тема става малко безпредметна.

Ив. Н. Иванов обяви, че по т. 3.1 насрочва провеждането на открито заседание за разглеждане на доклада за 18.12.2024 г. от 11:15 ч. в зала IV на Комисията. По т.3.2, Срокът за представяне на становища по доклада е до 12:00 ч. на 23.12.2024 г. Ив. Н. Иванов обяви, че насрочва по т. 3.3 провеждането на обществено обсъждане на проекта на решение за 18.12.2024 г. от 11:35 ч. в зала IV на Комисията. По т.3.4, Срокът за представяне на становища по проекта на решение е до 12:00 ч. на 23.12.2024 г. Ив. Н. Иванов обяви, че насрочва закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за 01.01.2025 г.

Ив. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение с направените допълнения.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 1, т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 6, 9, 10, 13 и 17 от Закона за енергетиката, чл. 40, ал. 1, т. 1 и т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране;

2. Открива производство за изменение на разполагаемостта/количествата и цените, определени, съответно утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. I., т. II.1., т. II.3.2., т. II.4.4., т. II.5. и т. II.6.;

3. Приема за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:

3.1. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 на 18.12.2024 г. от 11:15 ч.;

3.2. Определя срок за предоставяне на становища по доклада по т.1 до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.3. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение за изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, на 18.12.2024 г. от 11:35 ч.;

3.4. Определя срок за предоставяне на становища по проекта на решение по т.4 до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.5. Насрочва закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, на 01.01.2025 г.;

4. Приема проект на решение за изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. На откритото заседание да бъдат поканени представители на страните по производството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

6. На общественото обсъждане на проекта на решение за цени на електрическата енергия да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

7. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

В заседанието по **точка трета** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Благой Голубарев.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията разглежда доклад относно **изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3 на Комисията за енергийно и водно регулиране.**

С Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е утвърдила цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Според чл. 31б, ал. 1, т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като изменя признатия размер на други ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Аналогична на чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ е разпоредбата на чл. 40, ал. 1, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Съгласно чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ, когато КЕВР изменя цена и/или компонента от цена или премия, която води до изменение на утвърдените ценообразуващи елементи на друга цена и/или компонента от цена или премии, Комисията може паралелно да проведе процедура за изменение и на тази цена и/или компонента от цена или премии.

С оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на цената, утвърдена с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. 3, е направен анализ на определената за целите на ценообразуването прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както следва:

По смисъла на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ КЕВР определя за целите на ценообразуването ежегодно прогнозна пазарна цена, въз основа на която се формира ценообразуващият елемент на цената за покриване на технологичните разходи на операторите на електроразпределителните мрежи, каквото е държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“ (ДП НКЖИ) по смисъла на чл. 43, ал. 12 от ЗЕ. В тази връзка, Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар 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, както и групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 1 и т. 2 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh, както и прогнозна пазарна цена за същия период за групите: независим преносен оператор – 178,64 лв./MWh; оператори на електроразпределителни мрежи – 185,38 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 177,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh.

От друга страна, постигнатата към 30.11.2024 г. цена за базов товар на пазара ден напред за периода 01.07.2024 г. – 30.11.2024 г. е в размер на 245,02 лв./MWh. Същевременно, като се вземат предвид постигнатите нива на фючърските сделки за м. декември, които от началото на месеца се движат около 126,69 евро/MWh, се очаква цената за базов товар за второто полугодие на 2024 г. да е в размер от около 245,49 лв./MWh. По данните към началото на месец декември 2024 г., фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2025 г. (Q1 2025) са на нива от 124,98 евро/MWh, а за второ тримесечие на 2025 г. (Q2 2025) – от 86,80 евро/MWh, т.е. за първото полугодие на 2025 г. – 105,89 евро/MWh (207,10 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите за съседните пазари са с около 2-3 евро/MWh над тези за българския пазар.

Видно от горните данни, отклонението от определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., която е в размер на 173,09 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, е над 30%. В тази връзка, обаче, следва да бъдат съобразени и обстоятелствата, а именно:

Действително стойностите на фючърските сделки за първото полугодие на 2025 г. имат прогнозен характер и се характеризират с относителна волатилност в зависимост от различни фактори, но предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара ден напред, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. под 199,05 лв./MWh (определената прогнозна пазарна цена за целите на ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, увеличена с 15%), то следва за първото полугодие на 2025 г. цената за базов товар да е около 150 лв./MWh, което е нереалистично, предвид стойностите на фючърсите и обстоятелството, че започва зимния сезон.

Видно от горните данни, прогнозната пазарна цена за базов товар, при отчитане на постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. на организиран борсов пазар на електрическа енергия, следва да е около 116 евро/MWh,

като е нужно да се отчетат и различните допълнителни фактори, които оказват влияние върху нея. Основният движещ фактор за покачването на цените на регионалните борси е дефицитът на електрическа енергия, особено в пиковите часови диапазони, на фона на увеличен капацитет за износ към Украйна, чиято енергийна инфраструктура продължава да бъде разрушавана. През зимните месеци износът към Украйна ще окаже допълнителен натиск на дефицитния пазар в Югоизточна Европа, предвид ограничения воден ресурс и липсата на достатъчно работещи гъвкави мощности. Наблюдават се и други фактори, които допълнително влияят на възходящия тренд на цената, като: опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ; повишеното потребление предвид по-студеното време спрямо 2023 година; различните форми на компенсации/помощи в региона, които изкривяват пазара чрез липса на търсене на дългосрочни продукти и нелимитирани оферти на краткосрочните пазари; гъвкавите мощности в региона при липса на воден ресурс са неконкуретни и активирането им води до нереално високи цени.

От началото на м. ноември 2024 г. пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за този едномесечен период изменението на фючърсите е с над 20,00 евро/MWh. При такава рязка динамика не може да се прогнозира доколко устойчива е тенденцията от последния месец. Освен това, цената ще се прилага през относително дълъг период – 6 месеца, поради което същата не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена следва да се вземат предвид и стойностите на фючърските сделки към началото на м. ноември 2024 г., като прогнозата се редуцира с около 3,50 евро/MWh до 112,50 евро/MWh.

При отчитане на горните факти и аргументи, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 220,03 лв./MWh.

На основание чл. 376, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. Комисията е определила групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 220,03 лв./MWh, прогнозната пазарна цена съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители следва да бъде, както следва:

8. Независим преносен оператор – 227,09 лв./MWh;
9. Оператори на електроразпределителни мрежи – 235,66 лв./MWh;
10. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 225,90 лв./MWh;

11. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 179,86 лв./MWh;
12. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 211,92 лв./MWh;
13. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 234,79 лв./MWh;
14. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 223,25 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар в размер на 220,03 лв./MWh е в размер на 27,12%, в същия размер е и тази разлика по отношение на прогнозната пазарна цена за независимия преносен оператор и за операторите на електроразпределителни мрежи.

Посочената разлика обосновава наличие на съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар по смисъла на § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ, според която разпоредба съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от откриване на процедура за изменение на утвърдената с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. 3, цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт при условията на чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ. В този случай КЕВР може да приеме съкратена процедура и срокове, а решението за изменение на цената влиза в сила от деня на приемането му от Комисията – чл. 31б, ал. 3 и ал. 4 от ЗЕ и чл. 53 от НРЦЕЕ.

Посочената по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар се отразява на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, както следва:

С Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3, КЕВР е утвърдила цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,1486 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 44 423 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

Изменението на определената за целите на ценообразуването на електроразпределителните дружества прогнозна пазарна цена, както и предложеното с доклад с вх. № Е-Дк-1408 от 13.12.2024 г. изменение на цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, водят до изменение на признатата стойност на разходите на ДП НКЖИ за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия, които представляват ценообразуващ елемент на цената. Промяната на тези разходи води до изменение на размера на необходимия оборотен капитал на ДП НКЖИ, съответно на регулаторната база на активите на предприятието. Това от своя страна се отразява и върху нормата на възвръщаемост на капитала.

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, се изменят както следва:

1. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия:
 - размер на технологичните разходи – 2%;
 - цена на електрическата енергия за технологичен разход – 235,66 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 13,85 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh.

2. Среден годишен разход за амортизации – 7 642 хил. лв.

3. Регулаторна база на активите:

– средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период – 21 488 хил. лв.;

– среден номинален размер на инвестициите – 39 981 хил. лв.;

– необходим оборотен капитал – 4 500 хил. лв.

4. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ – 43 464 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 1,17%.

6. Корекции съгласно чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ:

– корекция съгласно чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ – (минус) – 1 109 хил. лв.;

– корекция по чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ – (минус) – 1 610 хил. лв.

В резултат на гореизложеното, утвърдената с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3, цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, без ДДС, следва да бъде в размер на 0,14965 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 44 737 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

Изказвания по т.4.:

Докладва М. Трифонов. Причината за промяна на цената на дружеството е промяната на прогнозната пазарна цена, оттам и цената за технологични разходи. Причините много подробно са били представени в предходните точки на дневния ред.

М. Трифонов представи стойностите на цената на електрическата енергия: Цена, прилагана от електроразпределителни мрежи – 235,66 лв./MWh, цена за пренос през електропреносната мрежа в размер на 13,85 лв./MWh. В резултат на това утвърдената с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3, цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, без ДДС, следва да бъде в размер на 149,65 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 44 737 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh. Изменението е повишение с 1,05 лв./MWh, което основно произтича от това, че признатите им технологични разходи са 2%, за разлика от другите електроразпределителни дружества

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката, чл. 40, ал. 1, т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия 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 открие производство за изменение на утвърдената с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, в частта по т. 3;

3. Да приеме за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:

3.1. Дата и час за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1;

3.2. Срок за предоставяне на становища по доклада по т. 1;

3.3. Дата и час за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение за цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

3.4. Срок за предоставяне на становища по проекта на решение за цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

3.5. Дата за провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

4. Да приеме проект на решение за цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

5. На откритото заседание да бъдат поканени представители на страните по производството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

6. На общественото обсъждане на проекта на решение за цени на електрическата енергия да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

7. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

М. Трифонов посочи допусната техническа грешка на стр. 4. Това е номерът на доклада, в който се цитира промяната на прогнозната пазарна цена, т.е. предходният доклад. Записано е № *Е-Дк-1406 от 12.12.2024 г.* Коректният номер е № *Е-Дк-1408 от 13.12.2024 г.*

М. Трифонов прочете проекта на решение:

На основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 40, ал. 1, т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3, като утвърждава на Държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, без ДДС, в размер на 0,14965 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 44 737 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

Ив. Н. Иванов отбеляза, че промяната е 1,05 лв./MWh – от 148,60 лв./MWh на 149,60 лв./MWh. Това е цената за разпределение на тяговата електрическа енергия.

Ив. Н. Иванов обяви, че по т. 3.1 насрочва провеждането на открито заседание за разглеждане на доклада за 18.12.2024 г. от 13:00 ч. в зала IV на Комисията. По т.3.2, Срокът за представяне на становища по доклада е до 12:00 ч. на 23.12.2024 г. Ив. Н. Иванов обяви, че насрочва по т. 3.3 провеждането на обществено обсъждане на проекта на решение за 18.12.2024 г. от 13:10 ч. в зала IV на Комисията. По т.3.4, Срокът за представяне на становища по проекта на решение е до 12:00 ч. на 23.12.2024 г. Ив. Н. Иванов обяви, че насрочва закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение относно изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за 01.01.2025 г.

Ив. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение с направените допълнения.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката, чл. 40, ал. 1, т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

2. Открива производство за изменение на утвърдената с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, в частта по т. 3;

3. Приема за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:

3.1. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 на 18.12.2024 г. от 13:00 ч.;

3.2. Определя срок за предоставяне на становища по доклада по т.1 до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.3. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение за цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, на 18.12.2024 г. от 13:10 ч.;

3.4. Определя срок за предоставяне на становища по проекта на решение за цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.5 Насрочва провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за приемане на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 01.01.2025 г.

4. Приема проект на решение за цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

5. За участие в откритото заседание да бъдат поканени представители на страните по производството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

7. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Благой Голубарев.

Решението е взето с два гласа „за” (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад относно изменение на определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;

2. Открива производство за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. II и т. III.;

3. Приема за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:

3.1. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. II и т. III., на 18.12.2024 г. от 10:00 ч.;

3.2. Определя срок за предоставяне на становища по проекта на решение за изменение на премиите до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.3. Насрочва закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за изменение на премиите - 01.01.2025 г.;

4. Приема проект на решение за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. II и т. III.;

5. На общественото обсъждане на проекта на решение за изменение на премиите да бъдат поканени заинтересовани лица - държавни органи, браншови организации и енергийни предприятия, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

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

По т.2. както следва:

1. Приема доклад относно изменение на утвърдените с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране пределни цени на топлинната енергия и 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 дружествата от сектор „Топлоенергетика“;

2. Открива производство за изменение на утвърдените, съответно определени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране пределни цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

3. Приема за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:

3.1. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 на 18.12.2024 г. от 10:30 ч.;

3.2. Определя срок за предоставяне на становища по доклада по т.1 до 12:00 ч. на

23.12.2024 г.;

3.3. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на 18.12.2024 г. от 10:50 ч.;

3.4. Определя срок за предоставяне на становища по проекта на решение по т.4 до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.5 Насрочва провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за приемане на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 01.01.2025 г.;

4. Приема проект на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

5. За участие в откритото заседание да бъдат поканени представители на страните по производството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

7. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране;

2. Открива производство за изменение на разполагаемостта/количествата и цените, определени, съответно утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. I., т. II.1., т. II.3.2., т. II.4.4., т. II.5. и т. II.6.;

3. Приема за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:

3.1. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 на 18.12.2024 г. от 11:15 ч.;

3.2. Определя срок за предоставяне на становища по доклада по т.1 до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.3. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение за изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, на 18.12.2024 г. от 11:35 ч.;

3.4. Определя срок за предоставяне на становища по проекта на решение по т.4 до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.5. Насрочва закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, на 01.01.2025 г.;

4. Да приеме проект на решение за изменение на цените на електрическата

енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. На откритото заседание да бъдат поканени представители на страните по производството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

6. На общественото обсъждане на проекта на решение за цени на електрическата енергия да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

7. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

По т.4. както следва:

1. Приема доклад относно изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

2. Открива производство за изменение на утвърдената с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, в частта по т. 3;

3. Приема за откритото производство по т. 2 съкратени процедура и срокове, както следва:

3.1. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 на 18.12.2024 г. от 13:00 ч.;

3.2. Определя срок за предоставяне на становища по доклада по т.1 до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.3. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение за цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, на 18.12.2024 г. от 13:10 ч.;

3.4. Определя срок за предоставяне на становища по проекта на решение за цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт до 12:00 ч. на 23.12.2024 г.;

3.5 Насрочва провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за приемане на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 01.01.2025 г.

4. Приема проект на решение за цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

5. За участие в откритото заседание да бъдат поканени представители на страните по производството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

7. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията

за енергийно и водно регулиране.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1404 от 12.12.2024 г. и проект на решение - изменение на определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране 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-1405 от 12.12.2024 г. и проект на решение - изменение на утвърдените с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране пределни цени на топлинната енергия и 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 дружествата от сектор „Топлоенергетика“;

3. Доклад с вх. № Е-Дк-1408 от 13.12.2024 г. и проект на решение - изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. Доклад с вх. № Е-Дк-1409 от 13.12.2024 г. и проект на решение - изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3 на Комисията за енергийно и водно регулиране.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
Б. Голубарев

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА

Протоколирал:

А. Фикова - главен експерт