



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране

ПРОТОКОЛ

№ 378

София, 27.12.2024 година

Днес, 27.12.2024 г. от 10:00 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Александър Йорданов и Благой Голубарев и Юлиан Митев - за главен секретар (без право на глас) (*съгласно Заповед № 1440 от 05.12.2024 г.*).

На заседанието присъстваха М. Димитров - директор на дирекция „Природен газ“, Ел. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Р. Тахир –началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“, Б. Паунов – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“, в 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. Проект на решение относно заявление от заявление от „Камено-газ“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Камено, за регулаторен период 2025 – 2027 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова,
Ремзия Тахир, Хриси Йорданова, Михаела Андреева,
Любослава Джоргова, Александра Димитрова,
Ваня Василева, Теодор Хиков, Рада Башлиева

2. Проект на решение относно заявление от заявление от „Неврокоп-газ“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев, за регулаторен период 2025 – 2029 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова,
Ремзия Тахир, Хриси Йорданова, Михаела Андреева,

Любослава Джоргова, Александра Димитрова,
Ваня Василева, Теодор Хиков, Рада Башлиева

3. Доклад с вх. № Е-Дк-1448 от 19.12.2024 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-14-26-2 от 27.11.2024 г., подадено от „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД за одобряване на бизнес план за периода 2025 г. - 2029 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Боян Паунов,
Георги Петров, Петя Георгиева и Десислава Сиракова

4. Доклад с вх. № Е-Дк-1447 от 19.12.2024 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-14-24-9 от 24.10.2024 г., подадено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2025 г. - 2029 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Боян Паунов,
Георги Петров, Петя Георгиева и Десислава Сиракова

По т.1. Комисията, като разгледа подаденото от „Камено-газ“ ЕООД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Камено, за регулаторен период с продължителност от три години, доклад с вх. № Е-ДК-1329 от 29.11.2024 г., както и събраните данни от проведените на 11.12.2024 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-33-8 от 01.10.2024 г. от „Камено-газ“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Камено, за регулаторен период 2025 – 2027 г. Със Заповед № 3-Е-278 от 08.10.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (НРЦПГ), при съобразяване на данните от заявление с вх. № Е-15-33-7 от 01.10.2024 г. на „Камено-газ“ ЕООД за одобряване на бизнес план за периода 2025 – 2027 г. След извършена проверка на заявление с вх. № Е-15-33-8 от 01.10.2024 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности и непълноти. В тази връзка с писмо с изх. № Е-15-33-8 от 14.10.2024 г. от дружеството е изискано да представи в Комисията доказателства за оповестяване на предложението за цени по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ в средствата за масово осведомяване, обосновка за продължителността на предложения регулаторен период, както и приложение от годишния финансов отчет за 2023 г. за дълготрайните активи. С писмо с вх. № Е-15-33-8 от 15.10.2024 г. дружеството е представило изисканите документи, обосновки и данни.

Предложените от дружеството за утвърждаване цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 1:

Таблица № 1

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	13,88	1,09
ОА и търговски	21,47	2,38

Битови	20,70	3,19
--------	-------	------

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без включен акциз и данък върху добавената стойност (ДДС).

С писмо с изх. № Е-15-33-8 от 14.11.2024 г. от дружеството е изискано да представи преработени таблици в електронния модел на цените, в които отчетните стойности на дълготрайните активи за 2023 г. да съответстват на годишния финансов отчет на „Камено-газ“ ЕООД за 2023 г., както и преработена таблица „Амортизационен план – разпределение“, в която в т. 1 – отчетна стойност на активите, т. 2 – годишна амортизационна квота, т. 3 – начислено до момента амортизации и т. 4 – балансова стойност на активите“ да не се сумират стойностите на дълготрайните материални активи, изградени за сметка на приходи от присъединяване. С писмо с вх. № Е-15-33-8 от 25.11.2024 г. „Камено-газ“ ЕООД е представило коригиран електронен модел на цените. Предложените от дружеството за утвърждаване цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 2:

Таблица № 2

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	13,82	1,15
ОА и търговски	20,75	2,97
Битови	20,36	3,49

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без включен акциз и ДДС.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1329 от 29.11.2024 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 4 от Протокол № 343 от 04.12.2024 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 11.12.2024 г. е проведено открито заседание. На откритото заседание е присъствал упълномощен представител на „Камено-газ“ ЕООД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 11.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което е присъствал упълномощен представител на „Камено-газ“ ЕООД, който не е изразил възражение по обсъждания проект на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Камено-газ“ ЕООД на територията на община Камено.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:

„Камено-газ“ ЕООД е титуляр на лицензия № Л-143-08 от 11.10.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-143-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ със срок до 11.10.2039 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, подлежат на регулиране от Комисията. С Решение № Ц-34 от 18.12.2019 г. Комисията е утвърдила на „Камено-газ“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени, по които да продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване на клиенти към

газоразпределителната мрежа за територията на община Камено за регулаторен период от 2020 до 2024 г.

„Камено-газ“ ЕООД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщение, публикувано в бр. 31 (8475) 30 август – 12 септември 2024 г. на вестник „Черноморски фар“.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на сключен между „Камено-газ“ ЕООД и „Булгаргаз“ ЕАД Договор № 346-244 от 27.11.2023 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на 01.01.2024 г. до 07:00 часа на 01.01.2025 г., но според условията на договора същият може да бъде удължен с допълнително споразумение. С писмо с вх. № Е-15-33-12 от 16.12.2024 г. „Камено-газ“ ЕООД е представило копие на сключено с общественя доставчик Допълнително споразумение № 1 от 06.11.2024 г., с който срокът на договор № 346-244 от 27.11.2023 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена е удължен до 07:00 часа на 01.01.2026 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Комисията утвърждава групите клиенти по предложение на енергийните предприятия, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ). „Камено-газ“ ЕООД предвижда да запази прилаганата към момента тарифна структура, която се състои от три групи клиенти, а именно: *промишлени, общественно-административни и търговски (ОА и търговски)*, и *битови*. Групите клиенти са обособени въз основа на сходни характеристики на потреблението и отразяват разпределените необходими приходи за предоставяне на услугата за всяка отделна група.

Предложената тарифна структура е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Камено-газ“ ЕООД регулаторен период на цените е с продължителност от три години – от 2025 до 2027 г., което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

Дружеството предлага тригодишен регулаторен период предвид нестабилността и липсата на предвидимост по отношение на цените на природния газ, намалената консумация на битовите, ОА и търговските клиенти, преминаването на клиентите към алтернативни източници за отопление, както и във връзка с липсата на интерес от страна на нови клиенти.

Продължителността на регулаторния период на цените от три години (от 2025 до 2027 г.) попада в обхвата на чл. 3, ал. 2, от НРЦПГ и ще осигури възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената си програми.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи (НГП) за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани от дружеството по години за регулаторния период. НГП по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 3 и 4:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 3

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	72	70	62
ОА и търговски	38	37	32
Битови	129	131	117
Общо	239	238	211

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.)

Таблица № 4

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	6	5	6
ОА и търговски	5	5	5
Битови	21	22	22
Общо	32	32	33

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности и години, са представени в таблица № 5:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 5

Наименование	2025 г.	2027 г.	2026 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	239	243	219	700	100%
„разпределение на природен газ“	215	219	195	629	90%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	24	24	24	72	10%

Прогнозираните разходи за регулаторния период включват само разходите, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени на разходи за експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ и/или осигуряването на услугата. Разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности със съответните им, отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозиран разходите си за периода 2025 – 2027 г. при ценови нива към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени, в зависимост от влиянието на следните фактори: продажби на природен газ по групи клиенти; брой на клиентите по групи; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите. В състава на УПР не са включени финансови и извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата, разходи за бъдещи периоди, разходи за загуби от обезценка, текущи разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущи разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Камено-газ“ ЕООД е представило различните групи разходи по дейности и икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 90% от общия обем разходи и намаляват от 215 хил. лв. през 2025 г. на 195 хил. лв. през 2027 г.

Условно-постоянните разходи представляват 98,6% от разходите за тази дейност, планирани в размер на 212 хил. лв. за 2025 г., и намаляват на 192 хил. лв. през 2027 г., със следното разпределение:

Разходите за материали представляват 5% от УПР за дейността, планирани 10,1 хил. лв. за 2025 г. и се увеличават на 10,4 хил. лв. за 2027 г., като включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, планирани на база среден разход на километър изградена газоразпределителна мрежа и стойността на горивата към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени – 218 лв./км, с прогнозен средногодишен размер от 6,2 хил. лв. за периода. За осъществяване на лицензионните дейности, дружеството използва 1 (един) лек автомобил и 1 (един) лекотоварен автомобил, като през прогнозния период не възнамерява да закупува други превозни средства;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани по 2 хил. лв. годишно за периода, на база брой нает персонал;

- *разходи за материали за текущо поддържане*, планирани в размер на 2,1 хил. лв. годишно, представляващи разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по газоразпределителната мрежа и съоръженията към нея. Прогнозирани като процент от стойността на вече изградените линейни участъци, като е отчетено и въвеждането на новите линейни участъци.

Разходите за външни услуги представляват 11,8% от УПР, планирани в размер на 24,4 хил. лв. през 2025 г. и се увеличават на 24,5 хил. лв. за 2027 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани като процент от стойността на ДМА – 3,4 хил. лв. през 2025 г. и намаляват на 2,6 хил. лв. за 2027 г., като включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, Гражданска застраховка юридически лица;

- *разходи за данъци и такси*, планирани за лицензионни такси, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година в размер на 2,6 хил. лв. през 2025 г., като се увеличават на 2,8 хил. лв. за 2027 г.;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на 5,1 хил. лв. през 2025 г., които се увеличават на 5,2 хил. лв. през 2027 г., като включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одорираща инсталация и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани в зависимост от дължината на обслужваната мрежа, при разход за километър в размер на 182 лв.;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на 3,4 хил. лв. през 2025 г., като се увеличават на 3,9 хил. лв. през 2027 г. Определени в размер на 45 лв./год. за всяко въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и по 5 лв./год. за всяко въведено в експлоатация битово съоръжение, при съответната периодичност на проверките;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозирани на база отчетни разходи за базисната година – по 7 хил. лв. годишно за периода;

- *други разходи* – всички допълнително възникващи разходи за външни услуги, определени за разглеждания период като постоянна годишна сума в размер на 3 хил. лв.

Разходите за амортизации представляват 37,1% от УПР, като намаляват от 82,2 хил. лв. през 2025 г. на 61,6 хил. лв. през 2027 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 38,8% от УПР, включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани по 80,1 хил. лв. годишно за периода, на база средна работна заплата и зает персонал, като за дейност „разпределение на природен газ“ е предвиден персонал от 6 (шест) човека.

Разходите за социални осигуровки представляват 7,4% от УПР, със средногодишен размер от 15,2 хил. лв., представляващи съответните начислени суми за социални и здравни

осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Променливите разходи, представляват 1,4% от общите разходи за тази дейност, стойността им е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на предприятието, като включват разходи за *одорант*. Одорантът е основният материал, използван във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата природен газ. Променливите *разходи за одорант* са планирани от заявителя в съответствие с прогнозираните за реализация количества природен газ, разходна норма от 2,4 mg/MWh и цената на одоранта, като в годишен аспект са в размер на 2,6 хил. лв. за 2025 г. и се увеличава на 3,1 хил. лв. за 2027 г.

2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Тези разходи представляват 10% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие, планирани за периода с постоянен годишен размер от 23,9 хил. лв.

Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за тази дейност, със следното разпределение по икономически елементи:

Разходите за материали представляват 12,6% от УПР за дейността, планирани по 3000 лв. годишно за периода и включват: *разходи за работно облекло*, определени на база брой персонал, за покупка на лятно и зимно облекло, както и *разходи за канцеларски материали* в размер на 1000 лв. годишно.

Разходи за външни услуги, с относителен дял 12,6% от УПР, като включват *пощенски разходи, телефони и абонаменти* – по 3000 лв. годишно.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 55,9% от УПР, като размерът им е 13,4 хил. лв. годишно и остава непроменен през разглеждания период. Прогнозирани са въз основа на средна работна заплата на персонал от 1 (един) човек, зает в тази дейност.

Разходи за социални осигуровки, прогнозирани в размер на 10,6% от УПР, като годишният им размер е 2,5 хил. лв. през разглеждания период. Разходите представляват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Стойността им е изчислена спрямо прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Други разходи, планирани за охрана на труда и реклама в размер на 2000 лв./год. за периода.

Заявителят не е планирал *променливи разходи* за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за разходите е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да бъде направен извод, че са икономически обосновани.

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в таблици № 6 и 7:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 6

№	Позиция	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	376	325	304
2.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	105	116	130
3.	Необходим оборотен капитал	17	17	17
4.	Регулаторна база на активите	287	226	191
5.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%	8,27%
6.	Възвръщаемост	24	19	16
7.	Разходи, в т.ч.:	215	219	195
7.1.	УПР	212	216	192
7.2.	Променливи разходи	3	3	3

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 7

№	Позиция	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	0	0
2.	Необходим оборотен капитал	95	100	113
3.	Регулаторна база на активите	95	100	113
4.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%	8,27%
5.	Възвръщаемост	8	8	9
6.	Разходи, в т.ч.:	24	24	24
6.1.	УПР	24	24	24

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Дружеството предвижда да използва само собствени средства като източник на финансиране за периода 2025 – 2027 г. Предложената от „Камено-газ“ ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2027 г. е 8,27%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 7,45%, при отчитане на данъчните задължения.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието. Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страни от Европа, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка (БНБ) относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалните интернет страници на Aswath Damodaran – Stern School of Business и БНБ. Предвид изложеното, при определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Камено-газ“ ЕООД следва да бъдат използвани данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Камено-газ“ ЕООД е използван МОКА и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9718%; безлостов β коефициент – 0,57, който предвид капиталовата структура, при преобразуване в лостов коефициент запазва стойността си, и обща пазарна рискова премия за Р България – 6,07%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава в размер на 7,45%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 8,27%, които съвпадат с предложените от дружеството.

Предвид изложеното е обосновано да бъде приета предложената от „Камено-газ“ ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала 8,27%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 7,45%, при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация на природен газ и прогнозен брой клиенти

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството, са представени по години и групи клиенти в таблици № 8 и 9:

Прогнозна консумация (MWh/год.)

Таблица № 8

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	4628	4628	5553
ОА и търговски	1736	1736	1736
Битови	5522	6215	6907
Общо	11 886	12 578	14 196

Прогнозен брой клиенти (бр.)

Таблица № 9

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	5	5	6
ОА и търговски	28	28	28
Битови	343	386	429
Общо	376	419	463

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта и разходите за експлоатация, поддръжка и снабдяване и коефициентите за разпределяне по групи клиенти на разходите, зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,299 през 2025 г. на 0,291 през 2027 г., за ОА и търговските – намалява от 0,159 за 2025 г. на 0,155 за 2027 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,542 през 2025 г. на 0,555 през 2027 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът се увеличава от 0,175 през 2025 г. на 0,185 през 2027 г., за ОА и търговските – намалява от 0,173 за 2025 г. на 0,143 за 2027 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,652 през 2025 г. на 0,672 през 2027 г.

Коефициентите за разпределение на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването

само на съответната група клиенти. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът се увеличава от 0,389 през 2025 г. на 0,391 през 2027 г., за ОА и търговските – намалява от 0,146 за 2025 г. на 0,122 за 2027 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,465 през 2025 г. на 0,487 през 2027 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат дела на ДМА на газоразпределителната мрежа за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи, броя клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент, както и дела на годишното потребление на природен газ на съответната група клиенти в общото потребление.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа

Според чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ през разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Според чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ. Компонентата цена за снабдяване се определя на основата на необходимите годишни приходи съгласно чл. 9 за снабдяване с природен газ към прогнозното количество природен газ (чл. 19, ал. 3 от НРЦПГ).

Предложените от „Камено-газ“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Камено са посочени в таблица № 10:

Цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител
Таблица № 10

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	13,82	1,15
ОА и търговски	20,75	2,97
Битови	20,36	3,49

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без включен акциз и ДДС.

С оглед гореизложеното и след анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-33-8 от 01.10.2024 г. и в писмо с вх. № Е-15-33-8 от 25.11.2024 г. от „Камено-газ“ ЕООД данни се установява, че размерът на предложените от заявителя разходи, които формират цените за пренос през газоразпределителната мрежа и цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител, е икономически обоснован. Предложените за утвърждаване цени от „Камено-газ“ ЕООД ще дадат възможност на заявителя да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2025 – 2027 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа се образува по групи клиенти в зависимост от заявления максимален капацитет, налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на УПР и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно

отклонение; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение (Регионална инспекция по околната среда и водите – РИОСВ; Районна служба „Пожарна и аварийна безопасност“ – РСПАБ; комуникационни оператори; одобряване на работен проект от общината; издаване на разрешение за строеж; разходи за проби на якост и плътност; изготвяне на екзекутивна документация; становища по изпълнение на газопроводното отклонение (РИОСВ; РСПАБ; Гражданска защита; комуникационни оператори; Инспекция за държавен технически надзор); разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия; разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи; излаз към газорегулаторен и замерен пункт, както и свързване на газорегулаторния и замерен пункт към газовата инсталация.

За регулаторен период 2025 – 2027 г. заявителят предвижда изменение на действащите цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Камено само за групата на промишлените клиенти.

Предложените от заявителя цени са посочени в таблица № 11:

Цени за присъединяване

Таблица № 11

Клиентски групи	Цени (лв./клиент)
Промислени	3514
ОА и търговски	1100
Битови	444

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

Предложените цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

Изказвания по т.1.:

Докладва М. Димитров. Административното производство е образувано по подадено в Комисията заявление от „Камено-газ“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Камено за регулаторен период 2025 – 2027 г. Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 29.11.2024 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 4 от Протокол № 343 от 04.12.2024 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие със ЗЕ и НРЦПГ на 11.12.2024 г. е проведено открито заседание. На откритото заседание е присъствал упълномощен представител на „Камено-газ“ ЕООД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 11.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което е присъствал упълномощен представител на „Камено-газ“ ЕООД, който не е изразил възражение по обсъждания проект на решение. В срока по чл. 14 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Камено-газ“ ЕООД за територията на община Камено.

В приетия от Комисията доклад са коментирани всички параметри по утвърждаване на цени на дружеството.

По отношение на регулаторния период на цените, който дружеството е поискало да бъде 3 години, необходимите годишни приходи, разходите за дейността разпределение и снабдяване с природен газ от краен снабдител, регулаторната база на активите, нормата на възвръщаемост на капитала, прогнозната консумация за регулаторния период, цените за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цените за продажба на природен

газ от краен снабдител и цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа, както и информацията, която не следва да бъде разгласявана, дружеството е посочило, че представената от „Камено-газ“ ЕООД информация не съдържа търговска тайна и няма информация, който следва да бъде заличавана. В настоящия проект на решение няма промени спрямо първоначалния проект на решение, приет от Комисията и разгледан на обществено обсъждане.

М. Димитров прочете диспозитива на проекта на решение:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Камено-газ“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Камено, за регулаторен период с продължителност от три години,

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Ив. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Камено-газ“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Камено, за регулаторен период с продължителност от три години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти: 13,82 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 20,75 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 20,36 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 239 хил. лв.; за 2026 г. – 238 хил. лв.; за 2027 г. – 211 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 11 886 MWh/год.; за 2026 г. – 12 578 MWh/год.; за 2027 г. – 14 196 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти: 77,04 лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 78,86 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти: 79,38 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ: 75,89 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 1,15 лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 2,97 лв./MWh;

4.2.3. За битови клиенти: 3,49 лв./MWh.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 32 хил. лв.; за 2026 г. – 32 хил. лв.; за 2027 г. – 33 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 11 886 MWh/год.; за 2026 г. – 12 578 MWh/год.; за 2027 г. – 14 196 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Камено, както следва:

5.1. За промишлени клиенти: 3514 лв./клиент;

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти: 1100 лв./клиент;

5.3. Битови клиенти: 444 лв./клиент.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

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

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

По т.2. Комисията, като разгледа подаденото от „Неврокоп-газ“ АД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев, за регулаторен период с продължителност от пет години, доклад с вх. № Е-ДК-1331 от 29.11.2024 г., както и събраните данни от проведените на 11.12.2024 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-49-8 от 01.10.2024 г. от „Неврокоп-газ“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител,

компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев, за регулаторен период 2025 – 2029 г. Със Заповед № 3-Е-276 от 08.10.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (НРЦПГ), при съобразяване на данните от заявление на „Неврокоп-газ“ АД за одобряване на бизнес план за периода 2025 – 2029 г.

Предложените от дружеството за утвърждаване цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 1:

Таблица № 1

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./клиент/месец)
Промислени:			
до 2500 MWh вкл.	29,52	1,25	
над 2500 MWh	18,69	1,25	
Обществено-административни и търговски:			
до 250 MWh вкл.	38,04	2,89	
над 250 MWh	33,51	2,89	
Битови	39,70		7,44

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без включен акциз и данък върху добавената стойност (ДДС).

След извършена проверка на заявление с вх. № Е-15-49-8 от 24.10.2024 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности и непълноти.

В тази връзка от дружеството е изискано да представи в Комисията преработено заявление за утвърждаване на цени, което да съдържа и ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ) съгласно чл. 19а от НРЦПГ; подробна обосновка на разходите по чл. 19а от НРЦПГ, които формират ценовата компонента за снабдяване със СПГ; преработен електронен модел на цените, в който справка № 1-Б „Амортизационен план – разпределение“ не съдържа отрицателни балансови стойности за битови съоръжения; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти съгласно чл. 29, ал. 2, т. 1 от НРЦПГ и декларация със съдържание съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ, за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни. От дружеството е изискано също да представи в КЕВР коригиран електронен модел на цените с попълнена таблица „Амортизационен план – Дълготрайни материални активи (ДМА), изградени за сметка на приходите от присъединяване“ в електронния модел в лист „Ам_пл-Р1“, съдържаща информация за тези активи от началото на изграждане на газоразпределителна мрежа в община Гоце Делчев.

С писма с вх. № Е-15-49-8 от 21.10.2024 г. и от 24.10.2024 г. „Неврокоп-газ“ АД е представило преработени варианти на заявление за утвърждаване на цени и електронен модел на цените, ведно с изисканите документи, обосновки и данни. Предложените от дружеството за утвърждаване цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 2:

Таблица № 2

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./клиент/месец)
Промислени:			
до 2500 MWh вкл.	30,41	1,25	

над 2500 MWh	19,33	1,25	
Обществено-административни и търговски:			
до 250 MWh вкл.	38,45	3,05	
над 250 MWh	33,91	3,05	
Битови	39,94	5,98	7,44

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без включен акциз и ДДС.

С писмо с вх. № Е-15-49-8 от 15.11.2024 г. дружеството е представило преработен електронен модел с данни за ДМА, изградени за сметка на приходите от присъединяване, но с продължителност на полезния живот от 5 години, вместо 25 г., какъвто е полезният живот на ДМА от същата категория „Разпределителни газопроводи – линейна част и отклонения“.

С писмо с вх. № Е-15-49-13 от 28.11.2024 г. дружеството е представило преработен електронен модел по отношение на ДМА изградени за сметка на приходите от присъединяване с продължителност на полезния живот 25 години. В резултат на това, изчислените и предложени от „Неврокоп-газ“ АД цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 3:

Таблица № 3

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени:		
до 2500 MWh вкл.	30,12	1,25
над 2500 MWh	19,13	1,25
Обществено-административни и търговски:		
до 250 MWh вкл.	38,07	3,05
над 250 MWh	33,56	3,05
Битови	39,55	5,98

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без включен акциз и ДДС.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1331 от 29.11.2024 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 6 от Протокол № 343 от 04.12.2024 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 11.12.2024 г. е проведено открито заседание. На откритото заседание е представено писмено становище от прокуриста на „Неврокоп-газ“ АД, с което е заявено съгласие с изготвения доклад, като няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 11.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което не са присъствали представители на „Неврокоп-газ“ АД и/или поканените за участие в него заинтересовани лица.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Неврокоп-газ“ АД на територията на община Гоце Делчев.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:

„Неврокоп-газ“ АД е титуляр на лицензия № Л-289-08 от 22.12.2008 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-289-12 от 22.12.2008 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Гоце Делчев, за срок до 22.12.2043 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, подлежат на регулиране от Комисията. С Решение № Ц-З от 09.01.2020 г. Комисията е утвърдила на „Неврокоп-газ“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване на клиенти към

газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев за регулаторен период от 2020 до 2024 г.

„Неврокоп-газ“ АД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копия на съобщения, публикувани на интернет страницата на дружеството, както и в Югозападна новинарска агенция „ТопПреса“ от 27.09.2024 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на сключен между „Неврокоп-газ“ АД и (...) Договор № (...) от (...) г. за покупко-продажба на компресиран природен газ, съдържащ клауза за автоматично продължаване срока на действие на договора.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Комисията утвърждава групите клиенти по предложение на енергийните предприятия, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ). „Неврокоп-газ“ АД предлага тарифна структура, която се състои от три групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски (ОА и търговски)* и *битови*. За всяка от двете групи – „промишлени клиенти“ и „ОА и търговски клиенти“ са формирани по две подгрупи, в зависимост от годишната консумация на природен газ.

Предложената тарифна структура е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Неврокоп-газ“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от пет години от 2025 до 2029 г., което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани от дружеството по години за регулаторния период. Необходимите годишни приходи по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 4 и 5:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 4

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промишлени	109	124	127	132	136
ОА и търговски	91	106	109	113	116
Битови	46	55	59	65	71
Общо	246	285	295	310	324

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.)

Таблица № 5

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промишлени	5	6	7	8	8
ОА и търговски	10	12	14	14	14
Битови	15	20	21	23	24
Общо	31	38	42	44	46

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко

свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности и години, са представени в таблица № 6:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 6

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	193	239	252	269	285	1237	100%
„разпределение на природен газ“	167	206	216	231	245	1067	86%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	25	32	35	38	40	171	14%

Прогнозираните разходи за регулаторния период включват само разходите, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени на разходи за експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставени количества природен газ и/или осигуряването на услугата. Разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности със съответните им, отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозиран разходите си за периода 2025 – 2029 г. при ценови нива към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени, в зависимост от влиянието на следните фактори: продажби на природен газ по групи клиенти; брой на клиентите по групи; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите.

В изпълнение на нормативните изисквания при планиране на годишните разходи за лицензионни дейности не са включени финансови, извънредни разходи, оперативни разходи, които не са свързани и/или не са необходими за извършването на лицензионната дейност, начислените разходи за загуби от обезценка, текущите разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущите разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси, както и други разходи, в съответствие с чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Неврокоп-газ“ АД е представило различните групи разходи по дейности и икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 86% от общия обем разходи и се увеличават от 167 хил. лв. през 2025 г. на 245 хил. лв. през 2029 г.

Условно-постоянните разходи представляват 98,5% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават от 164 хил. лв. за 2025 г. на 242 хил. лв. през 2029 г., със следното разпределение:

Разходите за материали представляват 2,5% от УПР за дейността, планирани 3,5 хил. лв. за 2025 г., с ръст на 6,7 хил. лв. за 2029 г. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, планирани на база среден пробег на километър изградена газоразпределителна мрежа и стойността на горивата към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени с прогнозен средномесечен размер от 90 лв./месец за един автомобил, който ще бъде закупен през 2025 г. за обслужване и на двете лицензионни дейности.

- *разходи за работно облекло*, прогнозиран на база брой персонал, за покупка на подходящо работно облекло с оглед безопасност на условията на труд – по 300 лева/служител/година;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани спрямо достигнатите през 2024 г. разходи, като в началото на прогнозния период са в размер на 570 лв./година, а в края на 2029 г. са в размер на 890 лв./година;

- *разходи за материали за текущо поддържане* – 1,8 хил. лв. през 2025 г. и 3,4 хил. лв. през 2029 г., представляващи разходи за резервни части за ремонт на линейната част, необходими за ремонти по газоразпределителната мрежа и съоръженията към нея, прогнозираните спрямо броя на монтираните съоръжения.

Разходите за външни услуги представляват 23,6% от УПР, планирани с увеличение от 44,5 хил. лв. през 2025 г. на 55 хил. лв. за 2029 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, на газоразпределителната мрежа, вкл. имуществена застраховка, застраховка „Гражданска отговорност“ и застраховка на персонала за съответната дейност, прогнозираните на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, и отчетените до момента разходи за застраховки;

- *разходи за данъци и такси*, планирани на база нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година. Прогнозираните на база извършени разходи за 2024 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, включват разходи за куриерски услуги, вкл. за пратки на разходомери за проверка, писма на клиенти с просрочени задължения и др. кореспонденция, разходи за телефони и разходи за трафик на данни при дистанционно отчитане на абонатите. Прогнозираните са средно по 45 лв. на месец на база извършени разходи за 2024 г.;

- *разходи за абонаментно поддържане*, включват разходи за комплексно сервизно обслужване и аварийната готовност на газопроводите и съоръженията, които ще се извършват от външна фирма, тъй като дружеството не разполага с квалифициран и необходим по численост персонал. Останалите разходи включват технически надзор и текуща поддръжка на газоразпределителната мрежа и съоръженията. Планираните разходи са съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ и са средно за периода по 300 лв./месечно.

- *разходи за проверка на уреди*, планирани на база график за брой задължителни за проверка уреди и цена за проверка на съответно средство за търговско измерване съгласно Глава Трета „Ред за извършване на контрол на средствата за измерване“ и Глава Четвърта „Знаци за удостоверяване на резултатите от контрола на средствата за измерване“ от Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол (НСИПМК), както и съгласно Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси. Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“. Проверка на средствата за търговско измерване (СТИ) е в съответствие с НСИПМК, като диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки 4 години, а механичните разходомери и електронните коректори се проверяват през 2 години;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозираните на база годишен разход за 2024 г. за съответната дейност и сключени договори, включително за счетоводно обслужване и одиторска заверка, в размер на 27,6 хил. лв. средно на година от регулаторния период;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозираните в зависимост от средния годишен разход за предходната година и очакван годишен разход за следващите години, средно по 40 лв. на месец;

Разходите за амортизации представляват 31,2% от УПР, като се увеличават от 63 хил. лв. през 2025 г. на 67 хил. лв. през 2029 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 31,4% от УПР, прогнозираните в размер на 38,8 хил. лв. за 2025 г. и нарастват до 83,6 хил. лв. за 2029 г. за двама служители, като увеличението се дължи на предвидено назначаване на още един служител в началото на

2026 г. Тези разходи се разпределят в съотношение 85% към 15%, съответно за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ“.

Разходите за социални осигуровки представляват 6,2% от УПР и включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Социалните разходи представляват 2,8% от УПР, предвидени в социалната програма на дружеството в размер на 3,3 хил. лв. за 2025 г., като достигат 7,3 хил. лв. през 2029 г.

Други разходи представляват 2,2% от УПР и включват: *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозирани спрямо броя на персонала, зает в съответната дейност – в средногодишен размер на 733 лв.; *разходи за маркетинг и реклама* – в размер на 2,4 хил. лв. на година средно за периода, необходими за привличане на нови клиенти и връщане на отказалите клиенти да ползват газ; *разходи за командировки*, прогнозирани в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност в размер на 300 лв. за 2025 г. и достигат 880 лв. през 2029 г.; *разходи за публикации*, прогнозирани за четири публикации годишно, при средна стойност на рекламното каре от 200 лв.

Променливите разходи, представляват 1,5% от общите разходи за тази дейност, като включват разходи за *одорант*, *загуби на газ* и *други разходи*.

Променливите *разходи за одорант* са планирани от заявителя в съответствие с прогнозираните за реализация количества природен газ, като са предвидени 500 лв. през 2025 г. и достигат до 630 лв. за 2029 г.;

Разходите, свързани със загуби на природен газ са прогнозирани в размер на 0,4% от планираните количества природен газ. Загуби на газ се допускат при периодични планови ремонти в котелните централи на стопанските потребители, изпразване на отклонения до обекта през свещ, която е преди разходомера и запълване на системата след ремонта, загуби от утечки на газ вследствие на възникнали аварии с разпределителни газопроводи при комуникационни изкопни работи на БТК, ВиК и други.

2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Тези разходи представляват 14% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността през разглеждания период са в размер на 25 хил. лв. за 2025 г., с увеличение на 40 хил. лв. през 2029 г.

Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, със следното разпределение по икономически елементи:

Разходите за материали – 4,0% от УПР, в размер на около 1,4 хил. лв. средногодишно за периода включват: *разходи за работно облекло*, планирани в зависимост от броя персонал; *разходи за горива за автотранспорт*, предвидени с оглед закупуване в началото на 2025 г. на автомобил на дружеството, който ще се ползва и за двете лицензионни дейности, като същите са разпределени в съотношение 85/15% между дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ; *разходи за канцеларски материали*, планирани съгласно достигнатите през 2024 г. разходи, средно по 30 лв./месец;

Разходи за външни услуги – 27,2% от УПР и включват: *разходи за застраховки* на компютърна техника, с която се осъществява поддържане на базата данни след инкасиране и измерване на доставеното количество природен газ на клиентите на дружеството; *пощенски разходи* и *разходи за телефони*, в размер 460 лв. средногодишно за периода; *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база годишен разход за 2024 г. за съответната дейност и сключени договори, включително за счетоводно обслужване и одиторска заверка; *разходи за данъци и лицензионна такса*.

Разходите за амортизации представляват 4,7% от УПР, планирани със средногодишен размер от 1,6 хил. лв. за периода.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 43,9% от УПР, като размерът им е 15 хил. лв. средногодишно, планирани за непълен работен ден за един служител.

Разходи за социални осигуровки, прогнозираны в размер на 8,7% от УПР, като средногодишният им размер е 3 хил. лв. през разглеждания период. Разходите представляват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Стойността им е изчислена спрямо прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Социални разходи – представляват 3,7% от УПР, предвидени в социалната програма на дружеството – 800 лв. за 2025 г., като достигат 1600 лв. през 2029 г.

Други разходи – представляват 7,8% от УПР и включват: *разходи за охрана на труда*, прогнозираны спрямо броя на персонала, зает в съответната дейност; *разходи за маркетинг и реклама* в размер на 1,5 хил. лв. средногодишно за периода; *разходи за командировки*, прогнозираны в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност в размер на 100 лева за 2025 г. и достигат до 200 лева в 2029 г.; *разходи за публикации*, прогнозираны за четири публикации годишно, при средна стойност на рекламното каре от 200 лв.

Заявителят не е планирал променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период.

Газоразпределителната мрежа в община Гоце Делчев не е присъединена към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, поради което „Неврокоп-газ“ АД снабдява клиентите си със сгъстен природен газ. Съгласно чл. 19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със сгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природен газ.

„Неврокоп-газ“ АД е представило копие на Договор № (...) от (...) за доставка на компресиран природен газ, сключен с (...) със срок на действие от (...) години, който се подновява автоматично за още две години, ако някоя от страните не възрази писмено един месец преди изтичането на срока му.

„Неврокоп-газ“ АД е представило обосновка за извършваните от дружеството разходи, свързани с дейностите по снабдяване на клиентите със сгъстен природен газ. Видно от представените данни за размера на ценовата компонента, която отразява разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ, се установява, че калкулираните по договора разходи за тези дейности са: цена за компресиране на природния газ в размер на (...) лв./MWh; цена за транспортиране на природния газ в размер на (...) лв./MWh, цена за декомпресиране на природния газ в размер на (...) лв./MWh и цена за подгриване на природния газ в размер на (...) лв./MWh, или общо: **34,82 лв./MWh**.

Предвид горното, за регулаторен период 2025 – 2029 г. дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за лицензионната територия на община Гоце Делчев от „Неврокоп-газ“ АД да бъде в размер на **34,82 лв./MWh** без ДДС.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за разходите е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да бъде направен извод, че са икономически обосновани.

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и

„снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в таблици № 7 и 8:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 7

№	Позиция	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	999	999	996	996	978
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	6	4	2	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	61	62	65	62	54
4.	Необходим оборотен капитал	13	17	19	21	22
5.	Регулаторна база на активите	957	958	951	955	946
6.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%	8,27%	8,27%	8,27%
7.	Възвръщаемост	79	79	79	79	78
8.	Разходи, в т.ч.:	167	206	216	231	245
8.1.	УПР	164	203	213	228	242
8.2.	Променливи разходи	3	3	3	3	3

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 8

№	Позиция	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	0	0	0	0
2.	Балансова стойност на ДНА	6	4	2	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	60	67	74	77	77
5.	Регулаторна база на активите	66	71	75	77	77
6.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%	8,27%	8,27%	8,27%
7.	Възвръщаемост	5	6	6	6	6
8.	Разходи, в т.ч.:	25	32	35	38	40
8.1.	УПР	25	32	35	38	40
8.2.	Променливи разходи	0	0	0	0	0

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Дружеството предвижда да използва собствени средства за периода 2025 – 2029 г. Предложената от „Неврокоп-газ“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2029 г. е 8,27%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 7,44%, при отчитане на данъчните задължения от 10%.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието. Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страни от Европа, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка (БНБ) относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалните интернет страници на Aswath Damodaran – Stern School of Business и БНБ. Предвид изложеното, при определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Неврокоп-газ“ АД следва да бъдат използвани данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият

коэффициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Неврокоп-газ“ АД е използван МОКА и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9632%; безлостов β коэффициент – 0,57, който предвид капиталовата структура, при преобразуване в лостов коэффициент запазва стойността си, и обща пазарна рискова премия за Р България от 6,07%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава 7,44%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала – 8,27%, като тези стойности съвпадат с предложените от заявителя.

Предвид изложеното е обосновано да бъде приета предложената от „Неврокоп-газ“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала 8,27%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 7,44%, при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация на природен газ и прогнозен брой клиенти

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството, са представени по години и групи клиенти в таблици № 9 и 10:

Прогнозна консумация (MWh/год.)

Таблица № 9

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промислени	4584	5144	5632	5978	5978
ОА и търговски	2621	2768	3078	3078	3078
Битови	216	233	249	265	281
Общо	7420	8145	8959	9322	9338

Прогнозен брой клиенти (бр.)

Таблица № 10

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промислени	5	6	7	8	8
ОА и търговски	22	23	25	25	25
Битови	40	43	46	49	52
Общо	67	72	78	82	85

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта и разходите за експлоатация, поддръжка и снабдяване, както и коефициентите за разпределяне по групи клиенти на разходите, зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,442 през 2025 г. на 0,419 през 2029 г., за ОА и търговските – намалява от 0,368 за 2025 г. на 0,359 за 2029 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,190 през 2025 г. на 0,223 през 2029 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,171 през 2025 г. на 0,170 през 2029 г., за ОА и търговските – намалява от 0,333 за 2025 г. на 0,299 за 2029 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,497 през 2025 г. на 0,531 през 2029 г.

Коефициентите за разпределение на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на

съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът се увеличава от 0,618 през 2025 г. на 0,640 през 2029 г., за ОА и търговските – намалява от 0,353 за 2025 г. на 0,330 за 2029 г., за битовите клиенти нараства от 0,029 през 2025 г. на 0,030 през 2029 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат дела на ДМА на газоразпределителната мрежа за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи, броя клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент, както и дела на годишното потребление на природен газ на съответната група клиенти в общото потребление.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа

Според чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ през разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Според чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ. Компонентата цена за снабдяване се определя на основата на необходимите годишни приходи съгласно чл. 9 за снабдяване с природен газ към прогнозното количество природен газ (чл. 19, ал. 3 от НРЦПГ).

Предложените от „Неврокоп-газ“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Гоце Делчев са посочени в таблица № 11:

Цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител
Таблица № 11

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени:		
до 2500 MWh вкл.	30,12	1,25
над 2500 MWh	19,13	1,25
ОА и търговски:		
до 250 MWh вкл.	38,07	3,05
над 250 MWh	33,56	3,05
Битови	39,55	5,98

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без включен акциз и ДДС.

С оглед гореизложеното и след анализ на представените в заявление с вх. № Е-15-49-8 от 01.10.2024 г., изменено със заявления с вх. № Е-15-49-8 от 24.10.2024 г. и с писмо вх. № Е-15-49-13 от 28.11.2024 г. от „Неврокоп-газ“ АД данни се установява, че „Неврокоп-газ“ АД е формирало цените за пренос през газоразпределителната мрежа и цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител в съответствие с НРЦП. Предложените за утвърждаване цени от „Неврокоп-газ“ АД ще дадат възможност на заявителя да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана на дружеството за периода 2025 – 2029 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет, налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на УПР и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение с Районна служба „Пожарна и аварийна безопасност“, Главна дирекция „Инспекция за държавен технически надзор“ (ИДТН) и Независим строителен надзор (НСН) – конструктивна част; сключване на договор за НСН; разходи за проби на якост и плътност; становища по изпълнение на газопроводното отклонение (община, Агенция по кадастъра); разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи; излаз към газорегулаторен и замерен пункт (ГРЗП) и свързване на ГРЗП към газовата инсталация.

За регулаторен период 2025 – 2029 г. заявителят предвижда изменение на цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев, посочени в таблица № 12:

Цени за присъединяване

Таблица № 12

Клиентски групи	Цени (лв./клиент)
Промислени	4175
ОА и търговски	2968
Битови:	594

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

Предложените цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

Изказвания по т.2.:

Докладва Р. Тахир. Административното производство е образувано по подадено заявление от „Неврокоп-газ“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев, за регулаторен период 2025 – 2029 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 29.11.2024 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 6 от Протокол № 343 от 04.12.2024 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие със ЗЕ и НРЦПГ, на 11.12.2024 г. е проведено открито заседание. На откритото заседание е представено писмено становище от прокуриста на „Неврокоп-газ“ АД, с което е заявено съгласие с изготвения доклад, като няма забележки по него. На същата дата е проведено обществено обсъждане на проекта на решение, на което не са присъствали представители на „Неврокоп-газ“ АД и поканените за участие в него заинтересовани лица. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Неврокоп-газ“ АД на територията на община Гоце Делчев.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 19а, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от

19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, работната група предлага на Комисията да реши:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Неврокоп-газ“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев за регулаторен период с продължителност от пет години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (за трите групи);

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи

Количества природен газ

Норма на възвръщаемост на капитала

3. Цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев, снабдявани със сгъстен природен газ;

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

Ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ в размер на 34,82 лв./MWh.

5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев (по групи клиенти).

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Ив. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 19а, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Неврокоп-газ“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев за регулаторен период с продължителност от пет години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти:

до 2500 MWh вкл.

30,12 лв./MWh;

над 2500 MWh

19,13 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти:	
до 250 MWh вкл.	38,07 лв./MWh;
над 250 MWh	33,56 лв./MWh;
1.3. За битови клиенти	39,55 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:
Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 246 хил. лв.; за 2026 г. – 285 хил. лв.; за 2027 г. – 295 хил. лв.; за 2028 г. – 310 хил. лв.; за 2029 г. – 324 хил. лв.;
Количества природен газ: за 2025 г. – 7420 MWh/год.; за 2026 г. – 8145 MWh/год.; за 2027 г. – 8959 MWh/год.; за 2028 г. – 9322 MWh/год.; за 2029 г. – 9338 MWh/год.;
Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев, снабдявани със сгъстен природен газ:

3.1. За промишлени клиенти:	
до 2500 MWh вкл.	111,96 лв./MWh;
над 2500 MWh	111,96 лв./MWh;
3.2. За обществено-административни и търговски клиенти:	
до 250 MWh вкл.	113,76 лв./MWh;
над 250 MWh	113,76 лв./MWh;
3.3. За битови клиенти:	116,69 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ:	75,89 лв./MWh;
4.2. Цена за снабдяване, както следва:	
4.2.1. За промишлени клиенти:	
до 2500 MWh вкл.	1,25 лв./MWh;
над 2500 MWh	1,25 лв./MWh;
4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти:	
до 250 MWh вкл.	3,05 лв./MWh;
над 250 MWh	3,05 лв./MWh;
4.2.3. За битови клиенти	5,98 лв./MWh;

4.3. Ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ в размер на 34,82 лв./MWh.

5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 31 хил. лв.; за 2026 г. – 38 хил. лв.; за 2027 г. – 42 хил. лв.; за 2028 г. – 44 хил. лв.; за 2029 г. – 46 хил. лв.;
Количества природен газ: за 2025 г. – 7420 MWh/год.; за 2026 г. – 8145 MWh/год.; за 2027 г. – 8959 MWh/год.; за 2028 г. – 9322 MWh/год.; за 2029 г. – 9338 MWh/год.;
Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев, както следва:

6.1. За промишлени клиенти	4175 лв./клиент;
6.2. За обществено-административни и търговски клиенти	2968 лв./клиент;
6.3. За битови клиенти	594 лв./клиент.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

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

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

По т.3. Комисията разглежда доклад и проект на решение относно **заявление с вх. № Е-14-26-2 от 27.11.2024 г., подадено от „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД за одобряване на бизнес план за периода 2025 г. - 2029 г.**

Административното производство е образувано по постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-14-26-2 от 27.11.2024 г., подадено от „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД за одобряване на бизнес план за периода 2025 г. - 2029 г., на основание чл. 13, ал. 1 и ал. 8 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ).

В тази връзка, със Заповед № 3-Е-351 от 29.11.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на посоченото по-горе заявление и приложения към него бизнес план за периода 2025 г. - 2029 г. за съответствието им с изискванията на нормативната уредба.

Въз основа на предоставената информация и документи от заявителя и направеното проучване са установени следните факти и са направени следните изводи:

От извършена справка за актуално състояние в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел (ТРЮЛНЦ) се установява, че „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД с ЕИК 812114069 е акционерно дружество, със седалище и адрес на управление: област Бургас, община Бургас, гр. Бургас, п.к. 8104.

Размерът на основния капитал на дружеството възлиза на 99 397 192 лв., разпределен в 99 397 192 бр. поименни акции с номинална стойност на една акция 1,00 лв.

В капитала на дружеството са включени и непарични вноски направени от следните акционери:

- „Лукойл Юръп Холдингс“ БВ Холандия, представляваща 35% от притежаваните от "Лукойл Юръп Холдингс" БВ, Холандия акции от капитала на "Север Тек" ЗАО - Русия, на стойност: 17 000 000 лв.

- „ЛУКОЙЛ Европа Холдингс“ Б.В. - Амстердам, Холандия, представляваща част от негово вземане (само главница) към „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, произтичащо от „Споразумение за револвиращ кредитен ресурс“ - Ел-Еф-Ей-048/2008 - от 1-ви Декември 2008, по което „ЛУКОЙЛ Европа Холдингс“ Б.В. - Амстердам, Холандия е заемодател, а „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД е заемополучател, на стойност: 642 425 000 лв.

- „ЛУКОЙЛ Европа Холдингс“ Б.В. - Амстердам, Холандия, представляваща негово вземане (само главница) към „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, произтичащо от „Споразумение за револвиращ кредитен ресурс“- Ел-Еф-Ей-048/2008 - от 1-ви Декември 2008, по което „ЛУКОЙЛ Европа Холдингс“ Б.В. - Амстердам, Холандия е заемодател, а „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД е заемополучател, на стойност: 1 760 247 000 лв.

- „ЛУКОЙЛ Европа Холдингс“ Б.В. - Амстердам, Холандия, представляваща апорт на част от негово парично вземане срещу „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, представляващи част от главницата по Договор за кредитен ресурс - Ел-Еф-Ей-007/2018 от 20-ти Септември 2018 година, по което „ЛУКОЙЛ Европа Холдингс“ Б.В. - Амстердам, Холандия е кредитодател, а „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД е кредитополучател, на стойност: 549 000 425 лв.

„ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД е с двустепенна система на управление, в т.ч. Надзорен съвет и Управителен съвет, като представляващ дружеството е Евгени Маняхин, държава: Швейцария.

Предметът на дейност на дружеството е: преработка на нефт, производство на нефтопродукти, нефтохимически продукти, полимери, синтетични влакна и съответната търговска дейност, отдаване под наем на движимо и недвижимо имущество, работа с благородни метали и скъпоценни камъни и изделия със и от тях.

„ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД е титуляр на лицензия № Л-442-03 от 30.03.2015 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“, която е издадена за срок от 25 години.

По силата на чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ), одобреният от КЕВР бизнес план е неразделна част от лицензиите и се оформя като приложение към тях, което периодично се актуализира.

Съгласно чл. 13, ал. 8 от НЛДЕ, всеки следващ бизнес план се представя от лицензиантите за одобряване от Комисията със заявление не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план.

В тази връзка лицензиантът „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД е изпълнило това изискване, като е подало заявление в КЕВР в установения срок.

Представеният от „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД бизнес план за периода 2025 г. - 2029 г. е съобразен с изискванията на чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ и включва:

1. инвестиционна програма;
2. производствена програма;
3. ремонтна програма;

4. прогнозна структура и обем на разходите по години в съответствие с класификацията на разходите съгласно указанията на комисията за формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването по наредбите за регулиране на цените на електрическата и топлинната енергия и на природния газ;

5. прогнозни годишни финансови отчети.

С решение № БП-1 от 04.02.2021 г. Комисията е одобрила предходния бизнес план на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД за периода от 2020 г. до 2024 г. включително.

В резултат на извършена проверка на подаденото заявление и приложените към него документи по реда на чл. 4 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) са установени неточности и пълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-14-26-2 от 03.12.2024 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи следната допълнителна информация и документи:

1. Декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, в изпълнение на чл.3, ал.3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, по образец към заявление за одобряване на бизнес план.

2. Становище на дружеството, относно заявление с вх. № Е-14-26-2 от 27.11.2024 г. за одобряване на бизнес план на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД за периода от 2025 г. до 2029 г., в което да е посочено дали първоначално и допълнително представените документи и

информация, които са част от посочената административна преписка, съдържат защитена по закон информация и ако съдържат такава да се посочи обхвата на информацията, съставляваща защитена, основания и мотиви за нейното квалифициране като такава, включително чрез посочване на частен интерес, който може да бъде засегнат при нейното разкриване.

С писмо към вх. № Е-14-26-2 от 17.12.2024 г. дружеството е представило изисканата информация.

I. ОТЧЕТ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2020 г. - 2024 г.

I.1. Изпълнение на инвестиционната програма

Година	Позиция	Инвестиционна дейност	План хил. лв.	Факт хил. лв.	%	Статус
2020	1	Подмяна на два маломаслени прекъсвача 6,3 kV за силов трансформатор №2 и шиносъединителен прекъсвач №1	854,0	870,9	102,0%	Въведен в експлоатация
	2	Реконструкция на релейни защиты на ВЛ 110kV „Уфа“	318,0	313,1	98,5%	Въведен в експлоатация
	3	Доставка и монтаж на регулатори с честотно управление на ВВ /Въздушни Вентилатори – 2 бр. / на КА-8	115,7	114,5	98,9%	Въведен в експлоатация
	4	Проектиране, доставка и изграждане на авторазтоварище за 95 % сярна киселина в ХВО - 2 “ производство ТЕЦ	564,6	566,8	100,4%	Въведен в експлоатация
	5	Проектиране, доставка и изграждане на система за сигнализация при загазоване с горими газове в газови възли на производство ТЕЦ	116,0	118,0	101,7%	Въведен в експлоатация
	6	Изграждане на пожароизвестителна и пожарогасителна инсталация за кабелни тунели в ГРУ 6,3kV	44,4	43,3	97,4%	Изготвен работен проект, планирана реализация 2024 – 2026 г.
	7	Подмяна на помпен агрегат № 302 за рециркулация и транспортиране на 5 % варов разтвор	54,3	89,8	165,4%	Въведен в експлоатация
	8	Подмяна на помпен агрегат № 101 за транспортиране на хидроокисни води	87,8	84,2	95,9%	Въведен в експлоатация
	9	Подмяна на регулиращи арматури и монтаж на разходомерни бленди за впръскове на КА-8 и КА-12	493,1	491,0	99,6%	Въведен в експлоатация
	10	Предпроектни проучвания. Стартиране на разширен базов проект за модернизация на	1 111,1	449,9	40,5%	Отложено

Година	Позиция	Инвестиционна дейност	План хил. лв.	Факт хил. лв.	%	Статус
		ТЕЦ с паро-газовият цикъл				
	Сума		3 759,0	3 141,4	83,6%	
2021	1	Обновяване на статична възбудителна система UNITROL F за турбогенератор №3	623,0	1 282,7	205,9%	Въведен в експлоатация
	2	Доставка и монтаж на комплектен трансформаторен пост (БКТП) заменящ разпределителна уредба 0,4 kV XBO4	306,0	501,2	163,8%	Въведен в експлоатация
	3	Монтаж и въвеждане в експлоатация на два силови трансформатора 110/11 kV за захранване на КРУ 202	235,0	714,0	303,8%	Въведен в експлоатация
	4	Подмяна на два маломаслени прекъсвача 6,3kV за силови трансформатори № 2 6,3/110kV и шиносъединителен прекъсвач №1	872,0	870,9	99,9%	Въведен в експлоатация
	5	Доставка и монтаж на Електро Питателна Помпа ст.№ 6 с честотно управление	2 997,2	2 821,2	94,1%	Въведен в експлоатация
	6	Реконструкция и модернизация на възел за приготвяне, съхранение и транспортиране на 3% р-р на корозионен инхибитор	78,8	86,7	110,0%	Въведен в експлоатация
	7	"Подмяна на помпен агрегат за приготвяне на 5 % варов разтвор във Варово стопанство	118,0	88,1	74,7%	Въведен в експлоатация
	8	Подмяна на горни разпределителни устройства на Н и ОН филтри на йонообменна линия № 6	93,2	213,8	229,4%	Въведен в експлоатация
	9	Доставка и монтаж на спирателни арматури на БРОУ 140/10 №3	163,4	85,0	52,0%	Въведен в експлоатация
	10	Модернизация на АСУТП и частична замяна на полевия КИП на ТГ-1 ТЕЦ	1 358,0	1 434,3	105,6%	Въведен в експлоатация
	11	Завършване на разширения базов проект. Стартиране на работен проект за модернизация на ТЕЦ. Доставка на газови турбини.	75 753,2		0,0%	Преразглеждане варианта за развитие на ТЕЦ
	Сума		82 597,8	8 097,9	9,8%	

Година	Позиция	Инвестиционна дейност	План хил. лв.	Факт хил. лв.	%	Статус
2022	1	Подмяна на два маломаслени прекъсвача 6,3 kV за силови трансформатори № 1 и № 3	803,0		0,0%	Отложено
	2	Подмяна на ДЗШ ЗРУ 110 kV	1 175,0	741,4	63,1%	Въведен в експлоатация
	3	Монтаж и въвеждане в експлоатация на два силови трансформатора 110/11 kV за захранване на КРУ 202	160,0	566,6	354,1%	Въведен в експлоатация
	4	Реконструкция на Утаителни полета	1 175,5		0,0%	Отложено
	5	Подмяна на помпен агрегат № 102 за транспортиране на хидроокисни води	110,1	96,8	87,9%	Въведен в експлоатация
	6	Подмяна на помпен агрегат № 303 за транспортиране и рецикулация на варов разтвор	110,1		0,0%	
	7	Доставка, монтаж и управление на електрически регулиращи арматури за охлаждаща вода на маслоохладители на ТГ-1, 3 и 4	531,3	34,8	6,6%	Изготвен работен проект, сключен договор за СМР, реализация 2024 – 2025 г.
	8	Увеличаване потенциала за изгаряне на смесен горивен газ (СГГ) от п.37	308,7	9,7	3,1%	Изготвен работен проект, реализация 2024 – 2025 г.
	9	Завършване на работния проект. Доставка на Котли-утилизатори, основно и спомагателно оборудване	135 579,0		0,0%	
	Сума		139 952,7	1 449,3	1,0%	
2023	1	Реконструкция и оптимизация на ГРУ 6,3 kV и разпределителни уредби 6,3 kV	240,0		0,0%	Планирана реализация 2024 – 2026 г.
	2	Подмяна на маслонапълнени измервателни трансформатори 110 kV	467,0	48,9	10,5%	Изготвен работен проект, сключен договор за СМР, реализация 2024 – 2025 г.
	3	Реконструкция на разпределителни уредби 0,4 kV „Предочистка“ и „Кондензатоочистка“	115,0		0,0%	
	4	Замяна на апаратура за автоматичен мониторинг (СНИ) на димоход Н-120 в ТЕЦ	641,6	232,0	36,2%	Изготвен работен проект, доставено оборудване
	5	Модернизация на АСУТП и частична замяна на полевия КИП на ТГ-3 ТЕЦ	2 049,3	240,0	11,7%	Изготвен работен проект, реализация 2023 - 2025 г.

Година	Позиция	Инвестиционна дейност	План хил. лв.	Факт хил. лв.	%	Статус
	6	Извеждане на сигнализация и управление ГПП 2 в операторна зала ТЕЦ	184,1	73,6	40,0%	Въведен в експлоатация
	7	Извеждане на сигнализация и управление ГПП 4 в операторна зала ТЕЦ	184,1	129,1	70,1%	Въведен в експлоатация
	8	Подготовка на площадката и СМР	68 636,8		0,0%	
	Сума		72 518,0	723,6	1,0%	
2024	1	Реконструкция и оптимизация на ГРУ 6,3 kV и разпределителни уредби 6,3 kV	340,0		0,0%	Планирана реализация 2024 – 2026 г.
	2	Завършване на СМР, ПНР, пуск и въвеждане в експлоатация	44 309,5		0,0%	
	Сума		44 649,5	0,0	0,0%	

Година	Позиция	Инвестиционна дейност	План хил. лв.	Факт хил. лв.	%	Статус
Разходи за периода 2020 – 2024 г.			343 477,0	12 962,4	3,8%	

През 2022 г. е извършено технико-икономическо обследване за "Модернизация на ТЕЦ ЛНБ" от фирма Worley Nuclear Services JSC, но предвид динамично изменящата се бизнес среда в България, извънредните събития са наложили преразглеждане на варианта за развитие на ТЕЦ. По тази причина инвестиционното намерение на Дружеството за модернизация на ТЕЦ с парогазов цикъл е отложено за неопределено време.

Предвидените средства за останалите инвестиционни дейности възлизат на **12 962 хил. лв.** или **71,7%** спрямо утвърдения план.

I.2. Изпълнение на ремонтната програма

Година	Позиция	Ремонтна дейност механо, електро и КИП и А част	План хил. лв.	Факт хил. лв.	%
2020	1	Метрология и калибровка	5,3	0,0	0,0%
	2	Проектиране при ремонтни дейности	33,7	0,0	0,0%

Година	Позиция	Ремонтна дейност механо, електро и КИП и А част	План хил. лв.	Факт хил. лв.	%
	3	Техническо обслужване и ремонт на оборудване	2 311,0	1 955,4	84,6%
	4	Контрол на техническото състояние	45,0	0,0	0,0%
	5	Транспорт и механизация	10,3	0,0	0,0%
	6	Резервни части и консумативи	250,0	60,0	24,0%
	7	Основен ремонт на ТГ1	2 800,0	1 519,9	54,3%
	Сума		5 455,3	3 535,3	64,8%
2021	1	Метрология и калибровка	4,6	0,0	0,0%
	2	Проектиране при ремонтни дейности	53,0	39,6	74,8%
	3	Техническо обслужване и ремонт на оборудване	2 311,2	3 854,0	166,7%
	4	Контрол на техническото състояние	47,9	40,7	84,9%
	5	Транспорт и механизация	68,8	3,8	5,5%
	6	Резервни части и консумативи	541,1	303,3	56,0%
	Сума		3 026,6	4 241,3	140,1%
2022	1	Метрология и калибровка	8,5	0,0	0,0%
	2	Проектиране при ремонтни дейности	53,0	0,0	0,0%
	3	Техническо обслужване и ремонт на оборудване	3 834,0	3 207,9	83,7%
	4	Контрол на техническото състояние	53,0	0,0	0,0%
	5	Транспорт и механизация	70,6	23,3	33,0%
	6	Резервни части и консумативи	708,6	75,0	10,6%
	7	Основен ремонт на ТГ-3	3 000,0	1 840,5	61,4%
	Сума		7 727,7	5 146,8	66,6%
2023	1	Метрология и калибровка	9,2	12,6	137,4%
	2	Проектиране при ремонтни дейности	53,0	0,0	0,0%
	3	Техническо обслужване и ремонт на оборудване	3 479,5	3 863,9	111,0%
	4	Контрол на техническото състояние	49,5	0,0	0,0%
	5	Транспорт и механизация	67,1	0,0	0,0%
	6	Резервни части и консумативи	897,1	81,0	9,0%

Година	Позиция	Ремонтна дейност механо, електро и КИП и А част	План хил. лв.	Факт хил. лв.	%
	Сума		4 555,3	3 957,5	86,9%
2024	1	Метрология и калибровка	9,2	0,0	0,0%
	2	Проектиране при ремонтни дейности	53,0	0,0	0,0%
	3	Техническо обслужване и ремонт на оборудване	3 479,5	1 950,9	56,1%
	4	Контрол на техническото състояние	49,5	0,0	0,0%
	5	Транспорт и механизация	67,1	0,0	0,0%
	6	Резервни части и консумативи	897,1	102,6	11,4%
	Сума		4 555,3	2 053,5	45,1%

Година	Позиция	Ремонтна дейност механо, електро и КИП и А част	План хил. лв.	Факт хил. лв.	%
Разходи за периода 2020 г. – 2024 г.			25 320,2	18 934,4	74,8%

Разходите по ремонтна програма за периода 2020 – 2024 г. в утвърденият бизнес план са планирани и възлизат на обща стойност **25 320 хил. лв.**

Фактическите разходи по ремонтна програма за периода 2020 – 2024 г. с капитализираните разходи възлизат на **18 934 хил. лв.**

По разходни елементи фактическите разходи по ремонтна програма са **74,8%** от планираните средства в утвърденият бизнес план.

1.3. Изпълнение на производствената програма

Производствената програма на ТЕЦ се определя от спецификата на покриваните технологични потребности на химическите инсталации. По тази причина е изпълнена колекторна схема на съвместна работа на основните съоръжения енергийни парогенератори и парни турбини, което гарантира непрекъснатото производство на топлоенергия с необходимите параметри и съпътстващо електропроизводство при оптимална технологична схема.

2020 г.						
№	Показател	Дименсия	План	Факт	+/-	%
1	Произведена електроенергия	MWh	231 916	188 740	-43 176	-18,62%
2	ЕЕЕН	MWh	41 104	40 915	-189	-0,46%
3	Продадена електроенергия на клиенти	MWh	0	0	0	
4	Произведена брутна топлоенергия от парогенераторите	MWh	1 072 276	1 119 595	47 319	4,41%

5	Топлинна енергия отпусната към преноса в т.ч.:	MWh	583 878	579 569	-4 309	-0,74%
6	Продадена на клиенти	MWh	0	0	0	
7	Произведена ХОВ	t	3 267 694	2 617 370	-650 324	-19,90%
8	Отпусната ХОВ за химическите инсталации	t	2 596 235	2 046 601	-549 634	-21,17%
9	Вложени горива в т.ч.:	т.у.г	131 979	149 692	17 713	13,42%
10	Котелно гориво	t	0	0	0	
11	Горивен газ	t	34 688	60 426	25 738	74,20%
12	Природен газ	knm ³	66 875	43 620	-23 255	-34,77%

2021 г.						
№	Показател	Дименсия	План	Факт	+/-	%
1	Произведена електроенергия	MWh	199 059	213 031	13 972	7,02%
2	ЕЕЕН	MWh	40 131	43 364	3 233	8,06%
3	Продадена електроенергия на клиенти	MWh	0	0	0	
4	Произведена брутна топлоенергия от парогенераторите	MWh	987 782	1 150 690	160 908	16,26%
5	Топлинна енергия отпусната към преноса в т.ч.:	MWh	515 275	573 667	58 392	11,33%
6	Продадена на клиенти	MWh	0	0	0	
7	Произведена ХОВ	t	2 734 035	2 480 370	-253 665	-9,28%
8	Отпусната ХОВ за химическите инсталации	t	2 141 469	1 683 478	-457 991	-21,39%
9	Вложени горива в т.ч.:	т.у.г	134 156	156 561	22 405	16,70%
10	Котелно гориво	t	0	8 443	8 443	
11	Горивен газ	t	24 452	51 788	27 336	111,79%
12	Природен газ	knm ³	83 123	51 529	-31 594	-38,01%

2022 г.						
№	Показател	Дименсия	План	Факт	+/-	%
1	Произведена електроенергия	MWh	231 543	230 910	-633	-0,27%
2	ЕЕЕН	MWh	38 763	41 978	3 215	8,29%
3	Продадена електроенергия на клиенти	MWh	0	0	0	
4	Произведена брутна топлоенергия от парогенераторите	MWh	816 209	1 164 765	348 556	42,70%
5	Топлинна енергия отпусната към преноса в т.ч.:	MWh	383 666	527 781	144 115	37,56%

6	Продадена на клиенти	MWh	0	0	0	
7	Произведена ХОВ	t	2 971 460	2 905 567	-65 893	-2,22%
8	Отпусната ХОВ за химическите инсталации	t	2 530 244	2 197 142	-333 102	-13,16%
9	Вложени горива в т.ч.:	т.у.г	127 625	157 841	30 217	23,68%
10	Котелно гориво	t	0	22 956	22 956	
11	Горивен газ	t	17 489	75 090	57 601	329,36%
12	Природен газ	knm ³	87 165	5 090	-82 075	-94,16%

2023 г.						
№	Показател	Дименсия	План	Факт	+/-	%
1	Произведена електроенергия	MWh	231 780	140 237	-91 543	-39,50%
2	ЕЕСН	MWh	39 000	35 315	-3 685	-9,45%
3	Продадена електроенергия на клиенти	MWh	0	0	0	
4	Произведена брутна топлоенергия от парогенераторите	MWh	828 375	999 408	171 033	20,65%
5	Топлинна енергия отпусната към преноса в т.ч.:	MWh	392 219	541 704	149 485	38,11%
6	Продадена на клиенти	MWh	0	0	0	
7	Произведена ХОВ	t	2 976 626	2 787 393	-189 233	-6,36%
8	Отпусната ХОВ за химическите инсталации	t	2 525 575	2 125 451	-400 124	-15,84%
9	Вложени горива в т.ч.:	т.у.г	128 883	136 053	7 170	5,56%
10	Котелно гориво	t	0	13 200	13 200	
11	Горивен газ	t	17 482	68 654	51 172	292,71%
12	Природен газ	knm ³	88 276	6 551	-81 725	-92,58%

Прогноза 2024 г.						
№	Показател	Дименсия	План	Факт	+/-	%
1	Произведена електроенергия	MWh	199 059	196 736	-2 323	-1,17%
2	ЕЕСН	MWh	40 131	36 566	-3 565	-8,88%
3	Продадена електроенергия на клиенти	MWh	0	0	0	
4	Произведена брутна топлоенергия от парогенераторите	MWh	991 163	1 153 867	162 704	16,42%
5	Топлинна енергия отпусната към преноса в т.ч.:	MWh	515 275	493 182	-22 093	-4,29%
6	Продадена на клиенти	MWh	0	0	0	

7	Произведена ХОВ	t	2 734 035	2 901 947	167 912	6,14%
8	Отпусната ХОВ за химическите инсталации	t	2 141 469	2 427 436	285 967	13,35%
9	Вложени горива в т.ч.:	т.у.г	134 156	158 182	24 026	17,91%
10	Котелно гориво	t	0	1 917	1 917	
11	Горивен газ	t	24 452	94 637	70 185	287,03%
12	Природен газ	knm ³	83 123	2 847	-80 276	-96,57%

* факт до месец октомври плюс прогноза за месеците ноември и декември 2024 г.

Производствената програма на ТЕЦ се изпълнява в условия на нестабилен либерализиран пазар на електрическата енергия, динамично променяща се цена на природен газ определящи се от различни фактори, както и от комбинации между тях, а именно:

- промени в търсенето и предлагането;
- промени в цените на основните енергийни ресурси (нефт, газ, въглища и др.);
- цени на въглеродни емисии;
- извънредни събития;
- политики в сферата на енергетиката.

II. БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2025 г. - 2029 г.

II.1. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА

Производствената програма е съставена на базата на прогнозно потребление на топлоенергия, с необходими параметри и съпътстващо електропроизводство при оптимална технологична схема съгласно пазарните конюнктури.

№	Показател	Дименсия	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	Произведена електроенергия	MWh	158 318	175 288	175 279	158 318	175 288
2	Отпусната електроенергия за собствено потребление в т.ч.:	MWh	40 298	43 888	43 879	40 298	43 888
2.1	Продадена на клиенти	MWh	0	0	0	0	0
3.	Произведена брутна топлоенергия от парогенератори	MWh	1 047 745	1 105 353	1 103 791	1 047 745	1 105 353
4.	Топлинна енергия отпусната към преноса в т.ч.:	MWh	636 944	656 313	655 993	636 944	656 313
4.1	Продадена на клиенти	MWh	0	0	0	0	0

5.	Произведена ХОВ	t	2 709 497	3 050 337	3 049 982	2 709 497	3 050 337
6.	Отпусната ХОВ за химическите инсталации	t	1 977 012	2 295 578	2 295 590	1 977 012	2 295 578

1.1. Прогнозни цени и количества на горива

№	Показател	Дименсия	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1.	Горивен газ	лв./t	933,42	859,37	748,68	854,76	823,98
2.	Природен газ	лв./ knm3	683,78	629,53	548,44	626,16	603,60
	Вложени горива в т.ч.	т.у.г	141 454	149 231	149 020	141 454	149 231
3.	Горивен газ	t	78 201	78 086	73 266	79 953	77 210
4.	Природен газ	knm3	14 193	21 160	27 729	11 738	22 387

II.2. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА

Динамично изменящата се бизнес среда налагащите се нови бизнес модели, които влияят както положително, така и негативно налагат консервативен подход за съставянето на инвестиционната програма на ТЕЦ.

Година	Позиция	Инвестиционна Дейност	Стойност	Общо за година
			хил. лв.	хил. лв.
2025	1	Изграждане на пожароизвестителна и пожарогасителна инсталация кабелни тунели за ГРУ 6,3 Kv - Етап 1	712	1 790
	2	Проектиране и изграждане платформи и стълби за безопасно обслужване арматури и възли	63	
	3	Отвеждане на кондензат от паропроводи към кондензна станция 2	134	
	4	Отвеждане на кондензат от паропроводи от Мазутно стопанство	160	
	5	Реконструкция и модернизация на циркуляционния път на охладителни кули № 1 и № 2 - Етап 1	26	

Година	Позиция	Инвестиционна Дейност	Стойност	Общо за година
			хил. лв.	хил. лв.
	6	Съединение на питателен колектор кота 0 метра с питателен колектор кота 13,5 - Етап 1	19	
	7	Замяна електрическа арматура за смесен горивен газ Котел – 12 - Етап 1	15	
	8	Оптимизиране на РУ 0,4 kV в ТЕЦ - Етап 1	80	
	9	Модернизация на системи за управление на процеси и подмяна полева апаратура ТГ-3	581	
2026	1	Изграждане на пожароизвестителна и пожарогасителна инсталация кабелни тунели за ГРУ 6,3 kV - Етап 2	709	4 570
	2	Проектиране и изграждане платформи и стълби за безопасно обслужване арматури и възли	53	
	3	Реконструкция и модернизация на циркуляционния път на охладителни кули № 1 и № 2 - Етап 2	295	
	4	Съединение на питателен колектор кота 0 метра с питателен колектор кота 13,5 - Етап 2	179	
	5	Замяна електрическа арматура за смесен горивен газ Котел -12 - Етап 2	141	
	6	Оптимизиране на разпространението Устройства 0,4 kV в ТЕЦ - Етап 2	947	
	7	Унифицирана система за отчитане/измерване на технологичните процеси в ТЕЦ - Етап 1	1 000	
	8	Подмяна на входно-изходни модули на системата за управление на КА-12 - Етап 1	247	
	9	Изграждане унифицирана система за управление на ТГ-4	1 000	
2027	1	Подмяна на входно-изходни модули на системата за управление на КА-12 - Етап 2	1 947	12 947
	2	Основен ремонт на КА - 7	10 000	
	3	Изграждане унифицирана система за управление на ТГ-4	1 000	
2028	1	Подмяна на входно-изходни модули на системата за управление на КА-12 - Етап 3	602	12 602
	2	Унифицирана система за отчитане/измерване на технологичните процеси в ТЕЦ - Етап 2	1000	

Година	Позиция	Инвестиционна Дейност	Стойност	Общо за година
			хил. лв.	хил. лв.
	3	Система за управление на технологичните процеси на спомагателно оборудване - Етап 1	1 000	
	4	Основен ремонт КА-7	10 000	
2029	1	Система за управление на технологичните процеси на спомагателно оборудване - Етап 2	1 500	6 500
	2	Основен ремонт КА-7	5 000	

II.3. РЕМОНТНА ПРОГРАМА

Година	Позиция	Ремонтна дейност	Стойност	Общо за годината
			хил. лв.	хил. лв.
2025	КА-8	Техническо обслужване. Ремонт нагrevни повърхности.	100	6 024
	КА-12	Изработка за подмяна на РВП А и Б	800	
	КА-7	Техническо обслужване	100	
	ТГ-3	Техническо обслужване	100	
	ТГ-4	Техническо обслужване	100	
	Спомагателно оборудване	Техническо обслужване. Ремонт на охлаждаща кула. Ремонт на 10х.резервоар. Профилактика на механични филтри и реактор утаители в ХВО и др.	500	
	КИП и А	Техническа поддръжка на специализирано оборудване	1 700	
	Електро	Техническо обслужване и ремонт на електрооборудване	1 600	
		ТГ-3 Подмяна генераторна защита	40	
		Ремонт на кабелни тунели, канали, демонтаж на отпаднали от употреба кабели	300	
		Подмяна хидроизолация сграда ЗРУ 110kV	50	
		Подмяна на табла към РУ 0,4kV Предочистка	100	

Година	Позиция	Ремонтна дейност	Стойност	Общо за годината
			хил. лв.	хил. лв.
2026		Резервни части и консумативи	530	
		Транспорт и механизация	4	
	КА-8	Техническо обслужване. Основен ремонт въздухоподгревател и газоходи	500	7 084
	КА-12	Техническо обслужване. Подмяна на РВП А и Б	500	
	КА-7	Извършване обследване за оценка техническо състояние	300	
	ТГ-3	Техническо обслужване. Изработка на ПВН	300	
	ТГ-4	Техническо обслужване. Доставка на резервни части за основен ремонт	1 000	
	Спомагателно оборудване	Техническо обслужване на специализирано оборудване в ТЕЦ	100	
	КИП и А	Техническа поддръжка на специализирано оборудване	1 770	
	Електро	Техническо обслужване и ремонт на електрооборудване	1 640	
		Ремонт на кабелни тунели, канали, демонтаж на отпаднали от употреба кабели	300	
		Ремонт Инсталация за производство на водород от производителя	30	
		Необходимост от хидроизолация сграда ГРУ 6,3kV	50	
		Ремонт сграда Водороден пост №1	50	
		Резервни части и консумативи	540	
		Транспорт и механизация	4	
2027	КА-8	Техническо обслужване. Основен ремонт въздухоподгревател и газоходи.	500	9 014
	КА-12	Техническо обслужване. Ремонт на нагревни повърхности.	100	
	КА-7	Подготовка за основен ремонт. Изготвяне на документация	100	
	ТГ-3	Техническо обслужване. Монтаж на ПВН.	400	
	ТГ-4	Основен ремонт	2 000	
	Спомагателно оборудване	Техническо обслужване на специализирано оборудване в ТЕЦ	300	

Година	Позиция	Ремонтна дейност	Стойност	Общо за годината
			хил. лв.	хил. лв.
	КИП и А	Техническа поддръжка на специализирано оборудване	1 780	
	Електро	Техническо обслужване и ремонт на електрооборудване	1 680	
		Подмяна ел. двигатели за ДВ 8А и 8Б – 6kV	200	
		ТГ-4 Основен ремонт. Подмяна на бандажни пръстени, центриращи пръстени, контактни пръстени. Обследване състоянието на изолационните конструкции.	1 000	
		ТГ-4 Подмяна ел. двигатели за ЦП, КП, Рез.маслена помпа, АМП, ПУВГ променлив и постоянен ток	100	
		Ремонт на кабелни тунели, канали, демонтаж на отпаднали от употреба кабели	200	
		Необходимост от хидроизолация сграда КРУ 6,3kV мазутно стопанство 2	50	
		Демонтиране сграда Водороден пост №2	50	
		Резервни части и консумативи	550	
		Транспорт и механизация	4	
2028	КА-8	Техническо обслужване. Подготовка за обследване и оценка на техн. състояние и остатъчния ресурса на метала	300	7 808
	КА-12	Техническо обслужване	50	
	КА-7	Подготовка за основен ремонт	200	
	ТГ-3	Техническо обслужване	100	
	ТГ-4	Техническо обслужване	50	
	ТГ-1	Основен ремонт	2 000	
	Спомагателно оборудване	Техническо обслужване на специализирано оборудване в ТЕЦ	100	
	КИП и А	Техническа поддръжка на специализирано оборудване	2 074	
	Електро	Техническо обслужване и ремонт на електрооборудване	1 620	
		КА7 Подмяна ел. двигатели за ВВри и ДВри, като ел. двигателите за ВВ са	200	

Година	Позиция	Ремонтна дейност	Стойност	Общо за годината
			хил. лв.	хил. лв.
2029		едноскоростни за работа с Честотни регулатори		
		КА7 Монтаж честотни регулатори КА7	100	
		ТГ-1 Извършване на основен ремонт чрез подмяна на износените елементи	1 000	
		Резервни части и консумативи	560	
		Транспорт и механизация	4	
	КА-8	Техническо обслужване. Извършване оценка на техн. състояние и остатъчния ресурс на метала	800	8 068
	КА-12	Техническо обслужване	100	
	КА-7	Подготовка за основен ремонт	500	
	ТГ-3	Техническо обслужване	200	
	ТГ-4	Техническо обслужване. Подмяна на ПНН	800	
	Спомагателно оборудване	Техническо обслужване на специализирано оборудване в ТЕЦ	200	
	КИП и А	Техническа поддръжка на специализирано оборудване	2 074	
	Електро	Техническо обслужване и ремонт на електрооборудване	1 670	
		ТГ-3 Извършване на основен ремонт чрез подмяна на износените елементи. Доставка на резервни части. Подмяна на бандажни пръстени, центриращи пръстени, контактни пръстени. Обследване състоянието на изолационните конструкции, при необходимост преизолиране.	1 000	
		ТГ-3. Подмяна ел двигатели за ЦП, КП, Рез.маслена помпа, АМП, ПУВГ променлив и постоянен ток.	100	
		Необходимост от хидроизолация сграда РУ 0,4kV механични филтри	50	
		Резервни части и консумативи	570	
		Транспорт и механизация	4,4	

III. ФИНАНСОВИ АСПЕКТИ

III.1. Прогнозни финансови резултати за периода на бизнес плана 2025 г. - 2029 г.

ТЕЦ „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД като част от структурата на нефтената компания „Лукойл“ е представило прогнозни годишни финансови отчети за периода на бизнес плана 2025 г. – 2029 г. Финансовите показатели, заложените в представените финансови отчети, са изцяло съобразени с дейността, която осъществява ТЕЦ-а, а именно производство на електрическа и топлинна енергия, които се потребяват изцяло за собствени нужди. Предвид статута си, дружеството предвижда направените разходи да се покриват изцяло от направените приходи. Общо разходите включват разходи от оперативна дейност, които с най-голям относителен дял са разходите за материали. Общо приходите, представляващи приходи от продажби на продукцията през годините са равни на разходите. Прогнозираните приходи, съответно разходите нарастват от 139 544 хил. лв. за 2025 г. на 160 225 хил. лв. за 2029 г., което е с около 14,82%.

III.2. Прогноза за активи, пасиви и парични потоци

Дружеството прогнозира дълготрайните активи да се увеличават от 39 795 хил. лв. за 2025 г. на 60 941 хил. лв. за 2029 г. в резултат на предвидената инвестиционна програма, включваща реконструкция и модернизация на централата. Текущите активи в периода на бизнес плана намаляват от 935 хил. лв. за 2025 г. на 4 хил. лв. за 2029 г., в резултат на намалените парични средства в брой.

Дългосрочните задължения, представляващи единствено задължения към финансови предприятия, са прогнозирани да нарастват от 1 018 хил. лв. за 2026 г. на 20 154 хил. лв. за 2029 г. Краткосрочните задължения се предвижда да се увеличават от 3 хил. лв. за 2026 г. на 61 хил. лв. за 2029 г. и представляват текущите задължения отново към финансови предприятия. За 2025 г. дружеството няма дългосрочни и краткосрочни задължения.

От представените прогнозни парични потоци за периода 2025-2029 г. е видно, че паричните постъпления ще бъдат предимно от приходи от търговски контрагенти. При инвестиционната дейност плащанията са свързани основно с покупка на дълготрайни активи, т.е. инвестиционни разходи за модернизация и реконструкция на топлоелектрическата централа.

От прогнозните парични потоци за периода 2025-2029 г. е видно, че прогнозираните парични наличности са с положителни стойности за целия период на бизнес плана.

III.3. Размер и начин на финансиране на прогнозираните инвестиции

Дружеството прогнозира общо инвестиционни разходи за периода 2025 г. – 2029 г. в размер на 38 409 хил. лв., разпределени по години, представени в таблица.

Инвестиционни разходи, хил. лв.				
2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1 790	4 570	12 947	12 602	6 500

Въз основа на направения анализ може да бъде направен извод, че „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД, предвид така заложените параметри в бизнес план 2025 г.-2029 г., ще притежава финансови възможности за осъществяване на лицензионната си дейност.

IV. Защитена по закон информация, съдържаща се в подаденото от „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД заявление:

С писмо към вх. № Е-14-26-2 от 17.12.2024 г. дружеството е изразило становище, че първоначално и допълнително представените документи и информация, които са част от административната преписка, не съдържат защитена по закон информация.

В тази връзка, при публикуването на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката на интернет страницата на КЕВР не следва да бъде заличавана информация.

Изказвания по т.3.:

Докладва Б. Паунов. В резултат на извършена проверка на подаденото заявление и приложените към него документи са установени неточности и пълноти. В тази връзка с писмо на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация, която е предоставена.

По отношение на отчета за изпълнение на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., инвестиционната програма е представена по години и позиции – план и изпълнение. Дружеството е посочило, че предвид динамично изменящата се бизнес среда в България, извънредните събития са наложили преразглеждане на варианта за развитие на ТЕЦ. По тази причина инвестиционното намерение на дружеството за модернизация на ТЕЦ с парогазов цикъл е отложено за неопределено време. Предвидените средства за останалите инвестиционни дейности възлизат на 12 962 хил. лв. или 71,7% спрямо утвърдения план.

Ремонтната програма също е представена по позиции и години. По разходни елементи фактическите разходи по ремонтна програма са 74,8% от планираните средства в утвърденият бизнес план.

По отношение на изпълнението на производствената програма, производствената програма на ТЕЦ се определя от спецификата на покриваните технологични потребности на химическите инсталации. По тази причина е изпълнена колекторна схема на съвместна работа на основните съоръжения енергийни парогенератори и парни турбини, което гарантира непрекъснатото производство на топлоенергия с необходимите параметри и съпътстващо електропроизводство при оптимална технологична схема. Показани са по години основните технико-икономически показатели.

Бизнес планът за периода 2025 г. - 2029 г. е представен със съответната структура. Производствената програма е съставена на базата на прогнозно потребление на топлоенергия, с необходимими параметри и съпътстващо електропроизводство при оптимална технологична схема съгласно пазарните конюнктури, показани по години и показатели.

По отношение на инвестиционната програма, динамично изменящата се бизнес среда налага нови бизнес модели, които влияят както положително, така и негативно налагат консервативен подход за съставянето на инвестиционната програма на ТЕЦ, показана по дейности и по години.

Ремонтната програма също е представена по години и позиции.

По отношение на финансовите аспекти, ТЕЦ „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД като част от структурата на нефтената компания „Лукойл“ е представило прогнозни годишни финансови отчети за периода на бизнес плана 2025 г. – 2029 г. Финансовите показатели, заложили в представените финансови отчети, са изцяло съобразени с дейността, която осъществява ТЕЦ-а, а именно производство на електрическа и топлинна енергия, които се потребяват изцяло за собствени нужди.

По отношение на прогноза за активи, пасиви и парични потоци, дружеството прогнозира дълготрайните активи да се увеличават от 39 795 хил. лв. за 2025 г. на 60 941 хил. лв. за 2029 г.

По отношение на размера и начина на финансиране на прогнозираните инвестиции, плащанията са свързани основно с покупка на дълготрайни активи, т.е. инвестиционни разходи за модернизация и реконструкция на топлоелектрическата централа. Прогнозираните парични наличности са с положителни стойности за целия период на бизнес плана.

Въз основа на направения анализ може да бъде направен извод, че „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД, предвид така заложените параметри в бизнес план 2025 г. - 2029 г., ще притежава финансови възможности за осъществяване на лицензионната си дейност.

По отношение на защитената по закон информация, дружеството е изразило становище, че първоначално и допълнително представените документи и информация не съдържат защитена по закон информация.

Предвид горното и на основание чл. 26, ал. 3, т. 4 и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1 и ал. 8, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, за периода 2025 г. – 2029 г., който да е приложение неразделна част от лицензията за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“.

Б. Паунов прочете диспозитива на проекта на решение:

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ
РЕШИ:**

ОДОБРЯВА на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД със седалище и адрес на управление: гр. Бургас, бизнес план за периода 2025 г. – 2029 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-442-03 от 30.03.2015 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“.

Бл. Голубарев поздрави дружеството, че не крие информация, въпреки че това е една сложна система – само за собствени нужди, не са продали никакви количества и не предвиждат да продават топлинна и електрическа енергия. Бл. Голубарев отбеляза, че няма друго производство, което да ползва три вида първично гориво (природен газ, горивен газ и техен нефтен продукт), което е повод да се крие такава информация, но не са го направили.

Ив. Н. Иванов каза, че има въпрос относно собствеността на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД. Когато се издава лицензия, се проверява собствеността до действителни собственици. В този случай това направено ли е? Има акции от капитала на "Север Тек" ЗАО - Русия, на стойност 17 000 000 лв. (35%) Председателят попита спазен ли е регламент на Европейската комисия от февруари 2024 г. за държавите с преференциален данъчен режим, сред които е и Русия, защото когато Състейнабъл Енерджи Съплай ООД на Валентин Златев е поискал да му се издаде лицензия за търговия с природен газ, се е наложило да промени собствеността. Още повече и както се говори, че „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД ще бъде евентуално купен от МОЛ Унгария, да не се получи така, че Комисията да попадне в ситуация, в която да се каже, че Комисията е одобрила бизнес план при наличие на смущаващи обстоятелства. Ив. Н. Иванов попита проверена ли е собствеността до реалните собственици. Ако не е проверена, председателят счита, че докладът и проектът на решение трябва да се върнат за извършване на тази проверка, като се потърси съдействието на дирекция „Природен газ“ и най-вече на дирекция „Правна“ за проверка на реалните собственици.

Ал. Йорданов посочи Закона за икономическите отношения с компании, регистрирани в офшорни зони, и техните крайни собственици, който забранява на Комисията да издава и изменя лицензии, свързани с дейността. Това задължение пряко не обхваща одобряването на бизнес плановете. В тази връзка Ал. Йорданов не е много сигурен дали това е основание, на което Комисията би могла да върне доклада.

Ив. Н. Иванов каза, че повдига този въпрос не за друго, а защото Комисията разглежда бизнес план на базата на одобрена лицензия.

Ал. Йорданов каза, че сключване на такава сделка, за каквато говори председателят, тя отделно попада в обхвата на разрешителния режим, който Комисията следва да осъществи. Ал. Йорданов не знае дали трябва да се изследва толкова детайлно този въпрос за този бизнес план.

Ив. Н. Иванов посочи, че Комисията е дала лицензия на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД преди последната промяна в ограничителния списък. При това положение, като заварено,

председателят не би възразил да се продължи процедурата, но поставя този въпрос, за да се проведе разискване.

Бл. Голубарев каза, че също го смущават тези 35%, които попадат в този забранителен списък. Затова счита, че е правилно да се отложи за момента за една по-детайлна проверка и да се установи какво се прави в този случай. Когато е издавана лицензията 2015 г. за 25 годишен период, тогава не е имало ограничителен режим. На практика дружеството има лицензия, а сега се одобрява бизнес план. Усложнението идва и от друго, че това е само за собствени нужди. Топлинната мощност няма значение, защото за собствени нужди не се изисква лицензия за производство на топлинна енергия. Изисква се за производство на електрическа енергия над 20 MW. Бл. Голубарев предлага да се изследват тези въпроси – дали производството на електрическа енергия е над 20 MW или под 20 MW, дали трябва да се одобрява, или не при положение, че има лицензия и тези 35% от капитала са в нарушение.

Ив. Н. Иванов посочи, че може и да е по-голям процентът, защото собствениците са много и са трудни за проследяване.

Бл. Голубарев предложи решението на Комисията да се формулира като отлагане.

Ал. Йорданов предложи да се възложи на работната група допълнително изследване и заяви, че не възразява срещу това, въпреки че не знае доколко тези обстоятелства биха могли да се ползват като формално основание да не се одобри бизнес плана. Въпреки това не е в повече да се проучат тези обстоятелства.

Ив. Н. Иванов припомни, че при изследването на собствеността на Състейнабъл Енерджи Съплай ООД са ползвани услугите на адвокатска кантора на Андрей Делчев.

Председателят каза, че в рамките на това изследване, със съдействието на дирекция „Правна“, да се направи проучване дали при вече издадена лицензия последващо включване към списъка на държавите с преференциален данъчен режим може да породи последици за утвърждаване на други документи, в случая на бизнес плана.

Ал. Йорданов счита, че по отношение на лицензията може да породи действия, защото на Комисията ѝ е забранено да изменя лицензии и ако установи наличие на такива обстоятелства, следва да има процедура по отнемане на лицензията, но не е 100% сигурен.

Ив. Н. Иванов каза, че това е правен въпрос, който трябва по компетентност да бъде решен.

Бл. Голубарев е на мнение, че на практика от техническо естество към бизнес плана Комисията няма забележки, така че ще се изследва друго нещо, което е породено от обстоятелството, че лицензията е издадена преди промяната на обстоятелствата и сега трябва да се уточни дали последващи действия попадат в това изменение на закона.

Ал. Йорданов посочи, че Комисията като административен орган, ако знае някакви обстоятелства в едно административно производство и те засягат друго административно производство, е длъжна да го образува.

Ив. Н. Иванов потвърди това и допълни, че в противен случай Комисията ще бъде обвинена в бездействие. Комисията няма технически забележки по бизнес плана, но самият доклад в стр.1 и стр. 2 изцяло говори за собствеността на дружеството. С гласуването си Комисията дава одобрение и в тази част. Затова председателят счита, че трябва да се направи допълнително проучване в пряка връзка с дирекция „Правна“ и при необходимост дори да се припомни, че са ползвани адвокатски услуги, защото не е имало увереност дори в Правна дирекция. Ив. Н. Иванов предложи решение за връщане на доклада и проекта на решение до изясняване на всички обстоятелства, свързани със собствеността на компанията.

Предвид горното, Комисията

Р Е Ш И:

1. Връща доклад и проект на решение относно заявление с вх. № Е-14-26-2 от

27.11.2024 г., подадено от „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, за одобряване на бизнес план за периода 2025 г. - 2029 г. за изясняване на всички обстоятелства, свързани със собствеността на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД.

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

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

По т.4. Комисията, като разгледа **заявление с вх. № Е-14-24-9 от 24.10.2024 г. за одобряване на бизнес план за периода 2025 г. – 2029 г., подадено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД,** установи следното:

Административното производство е образувано по постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-14-24-9 от 24.10.2024 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2025 г. – 2029 г., на основание чл. 13, ал. 1 и ал. 8 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ).

Със Заповед № 3-Е-316 от 31.10.2024 г. е назначена работна група, която да извърши анализ на представените от дружеството данни в бизнес плана, относно производствените, ремонтните и инвестиционните програми за периода 2025 г. – 2029 г., както и анализ на отчетните и прогнозните финансово-икономически резултати, структурата на капитала, размера и начина на финансиране на предвидените инвестиции и анализ на изготвените прогнози за цените на енергията и/или предоставяните услуги.

В резултат на извършена проверка на подаденото заявление и приложените към него документи по реда на чл. 4 от НЛДЕ са установени неточности и пълноти. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-24-9 от 01.11.2024 г. на КЕВР, от дружеството е изисквана следната допълнителна информация и документи:

1. Заявление за одобряване на бизнес план „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода 2025 г. - 2029 г., съдържащ реквизитите, посочени в чл. 13, ал. 1 от Наредбата, след неговото одобрение от Съвета на директорите на „Български енергиен холдинг“ ЕАД - упражняващ правото на едноличен собственик на капитала на дружеството.

2. Декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, в изпълнение на чл.3, ал.3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, по образец към заявление за одобряване на бизнес план.

3. Становище на дружеството, в което да е посочено дали първоначално и допълнително представените документи и информация към заявлението за одобряване на бизнес план на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода от 2025 г. до 2029 г., съдържат защитена по закон информация и ако съдържат такава да се посочи обхвата на информацията, съставляваща защитена, основания и мотиви за нейното квалифициране като такава, включително чрез посочване на частен интерес, който може да бъде засегнат при нейното разкриване.

С писмо към вх. № Е-14-24-09 от 15.11.2024 г. дружеството е представило изискваната информация.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, Комисията приема за установено следното:

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, с ЕИК 106513772, със седалище и адрес на управление: област Враца, община Козлодуй, гр. Козлодуй 3320.

Регистрираният капитал на дружеството възлиза на 1 744 584 890 лв. и е разпределен в 1 744 584 890 бр. обикновени поименни акции с номинална стойност на една акция 10,00 лв. Дружеството е с едностепенна система на управление и се ръководи от 5 членен съвет на директорите, като представляващ дружеството е изпълнителния директор Иван Тодоров Андреев.

Едноличен собственик на капитала на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е „Български енергиен холдинг“ ЕАД.

Предметът на дейност на дружеството е: използване на ядрена енергия за производство на електрическа и топлинна енергия, внос и износ на свежо и отработено ядрено гориво, инвестиционна дейност, строителна, монтажна и ремонтна дейност в областта на електро и топлопроизводството, продажба на електроенергия на високо и средно напрежение и на топлоенергия, експлоатация на съоръжения за управление на радиоактивни отпадъци.

За да осъществява тези дейности, дружеството притежава изискуемите от Закона за енергетиката лицензии, съответно:

- Лицензия № Л-049-03 от 11.12.2000 г. за дейността: „производство на електрическа и топлинна енергия“, издадена за срок от 30 години.
- Лицензия № Л-050-05 от 11.12.2000 г. за дейността: „пренос на топлинна енергия“, издадена за срок от 30 години.
- Лицензия № Л-216-15 от 18.12.2006 г. за дейността: „търговия с електрическа енергия“, издадена за срок от 10 години. С решение на КЕВР № И1-Л-216 от 16.12.2016 г. срокът на лицензията е удължен с 10 години, считано от 18.12.2016 г.

С решение № БП-18 от 26.11.2020 г. на Комисията е одобрила предходния бизнес план на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода от 2020 г. до 2024 г. включително.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ са регламентирани задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

I. ОТЧЕТИ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ПРОГРАМИТЕ ОТ БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2020 г. - 2024 г.

I.1. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА

I.1.1. Изпълнение на план за производство и реализация на електрическа енергия
Дружеството е представило подробни отчети за всяка година в периода 2020 г. – 2024 г.
2020 г.

Таблица № 1

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Мярка	План утвърден от КЕВР	Отчет 2020 г.
1	Ел. енергия Бруто	MWh	XXX	XXX
2	Собствени нужди (СН+ПЛОЩАДКА)	MWh	XXX	XXX
3	Продажба по чл. 119, ал.2 (от СН)	MWh	XXX	XXX
4	Собствени нужди фактически (СН)	MWh	XXX	XXX
5	Ел. енергия Нето (ОТПУСНАТА КЪМ ЕЕС)	MWh	XXX	XXX
6	Закупена ел. енергия	MWh	XXX	XXX
7	Реализирана ел. ен. всичко	MWh	XXX	XXX
7.1	Регулиран пазар	MWh	XXX	XXX

7.2	Борса	MWh	XXX	XXX
7.3	Балансиращ пазар	MWh	XXX	XXX
7.4	Доставка ел.енергия по чл. 119, ал.1 и ал.2 от ЗЕ	MWh	XXX	XXX
8	Произведена топлоенергия	MWh	XXX	XXX
9	Собствени нужди	MWh	XXX	XXX
10	Загуби по преноса и техн. р-ди АС	MWh	XXX	XXX
11	Нето производство	MWh	XXX	XXX

Общото количество реализирана електроенергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД през 2020 г. е XXX MWh с почти 2% над актуализираната през м. Август прогноза в бизнес плана. Отчетеният ръст спрямо плана е в резултат от по-ранния пуск на ЯЕБ № 6 след ПГР през м. Октомври.

Съотношението между продажбите в регулираната и не регулирана част на пазара през 2020 г. са съответно XXX/XXX %.

2021 г.

Таблица № 2

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Мярка	План утвърден от КЕВР	Акт.БП	Отчет 2021 г.
1	Ел. енергия Бруто	MWh	XXX	XXX	XXX
2	Собствени нужди (СН+ПЛОЩАДКА)	MWh	XXX	XXX	XXX
3	Продажба по чл. 119, ал.2 (от СН)	MWh	XXX	XXX	XXX
4	Собствени нужди фактически (СН)	MWh	XXX	XXX	XXX
5	Ел. енергия Нето (ОТПУСНАТА КЪМ ЕЕС)	MWh	XXX	XXX	XXX
6	Закупена ел. енергия	MWh	XXX	XXX	XXX
7	Реализирана ел. ен. всичко	MWh	XXX	XXX	XXX
7.1	Ел. енергия Нето - регулиран пазар	MWh	XXX	XXX	XXX
7.2	Борса	MWh	XXX	XXX	XXX
7.3	Балансиращ пазар	MWh	XXX	XXX	XXX
7.4	Доставка ел.енергия по чл. 119, ал.1 и ал.2 от ЗЕ	MWh	XXX	XXX	XXX

Общото количество реализирана електроенергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД през 2021 г. е с почти XXX% над актуализираната прогноза в бизнес плана. Ръстът спрямо плана е в резултат от по-краткия престой на ЯЕБ № 6 за ПГР.

Съотношението между продажбите в регулираната и не регулирана част на пазара през 2021 г. (съответно XXX/XXX%) се запазва на нивото от предходната година.

2022 г.

Таблица № 3

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Мярка	План утвърден от КЕВР	Акт.БП	Отчет 2022 г.
1	Ел. енергия Бруто	MWh	XXX	XXX	XXX
2	Собствени нужди (СН+ПЛОЩАДКА)	MWh	XXX	XXX	XXX
3	Продажба по чл. 119, ал.2 (от СН)	MWh	XXX	XXX	XXX
4	Собствени нужди фактически (СН)	MWh	XXX	XXX	XXX
5	Ел. енергия Нето (ОТПУСНАТА КЪМ ЕЕС)	MWh	XXX	XXX	XXX
6	Закупена ел. енергия	MWh	XXX	XXX	XXX
7	Реализирана ел. ен. всичко	MWh	XXX	XXX	XXX
7.1	Ел. енергия Нето - регулиран пазар	MWh	XXX	XXX	XXX
7.2	Борса	MWh	XXX	XXX	XXX

7.3	Балансиращ пазар	MWh	XXX	XXX	XXX
7.4	Доставка ел.енергия по чл. 119, ал.1 и ал.2 от 3Е	MWh	XXX	XXX	XXX

Общото количество реализирана от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД електроенергия през 2022 г. е с XXX% по-малко от целевата стойност. По-малкият размер на реализацията е в резултат от заниженото производство от блок 6 през четвърто тримесечие.

Доставките по регулирани цени са в рамките на планираните, с ръст от XXX% спрямо 2021 г. в резултат на определената по-голяма квота от КЕВР.

2023 г.

Таблица № 4

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Мярка	План утвърден от КЕВР	Акт.БП	Отчет 2023 г.
1	Ел. енергия Бруто	MWh	XXX	XXX	XXX
2	Собствени нужди (СН+ПЛОЩАДКА)	MWh	XXX	XXX	XXX
3	Продажба по чл. 119, ал.2 (от СН)	MWh	XXX	XXX	XXX
4	Собствени нужди фактически (СН)	MWh	XXX	XXX	XXX
5	Ел. енергия Нето (ОТПУСНАТА КЪМ ЕЕС)	MWh	XXX	XXX	XXX
6	Закупена ел. енергия и недостиг балансиращ пазар	MWh	XXX	XXX	XXX
7	Реализирана ел. ен. всичко	MWh	XXX	XXX	XXX
7.1	Ел. енергия Нето - регулиран пазар	MWh	XXX	XXX	XXX
7.2	Борса	MWh	XXX	XXX	XXX
7.3	Балансиращ пазар	MWh	XXX	XXX	XXX
7.4	Доставка ел.енергия по чл. 119, ал.1 и ал.2 от 3Е	MWh	XXX	XXX	XXX

Общото количество реализирана електроенергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД през 2023 г. е XXX MWh с 2% по-малко спрямо същия период на 2022 г. и не се отклонява съществено от прогнозираното по бизнес план.

Доставките на електроенергия по регулирани цени и месечните квоти, определяни от КЕВР, са с XXX% повече спрямо 2022 г. Това рефлектира съответно в намаляване на количествата за свободен пазар. Продажбите в регулираната част на пазара през 2023 г. съставляват XXX% от общо реализирания обем. По-големият им дял е характерен за първо шестмесечие, поради традиционно завишеното потребление на бита в зимни условия, и в общ обем е с XXX% повече от предходната година. Съгласно Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 г., квотата за новия регулаторен период е намалена спрямо предходния от 4 993 200 MWh на 3 942 000 MWh, с характерната и до момента помесечна неравномерност. Особеност представлява вменената доставката на допълнително количеството от XXX MWh за периода март – юни 2024 г., възложено на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим.

I.1.2. Изпълнение на план за производство и реализация на топлинна енергия

“АЕЦ Козлодуй” ЕАД извършва производство, пренос и продажба на топлоенергия с топлоносител гореща вода, съгласно издадените лицензии от КЕВР.

Произвежданата в “АЕЦ Козлодуй” ЕАД топлинна енергия се реализира по цени, регулирани от КЕВР.

2020 г.

Таблица № 5

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Мярка	План утвърден от КЕВР	Отчет 2020 г.
1	Произведена топлоенергия	MWh	XXX	XXX

2	Собствени нужди	MWh	XXX	XXX
3	Загуби по преноса и техн. р-ди АС	MWh	XXX	XXX
4	Нето производство	MWh	XXX	XXX

Основната причина за по-неблагоприятните отчетни данни за 2020 г. в сравнение с плана е топлата зима и съответно намалено потребление на ТЕ.

Съобразно с нуждите от топлоенергия в града и на площадката, произведеното количество ТЕ през 2020 г. е XXX MWh.

Размерът на потреблението на ТЕ в технологичните обекти на площадката на централата (собствени нужди), свързани с обезпечаване на електропроизводството е XXX% от произведената топлоенергия.

Доставената енергия при крайните потребители през 2020 г. е под очакваното количество.

2021 г.

Производството на ТЕ през 2021 г. е XXX MWh.

През годината нетното производство е над прогнозното ниво в резултат на отчетен ръст в потреблението на ТЕ в стопански обекти на площадката на централата.

Таблица № 6

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Мярка	План утвърден от КЕВР	Акт.БП	Отчет 2021 г.
1	Произведена топлоенергия	MWh	XXX	XXX	XXX
2	Собствени нужди	MWh	XXX	XXX	XXX
3	Загуби по преноса и техн. р-ди АС	MWh	XXX	XXX	XXX
4	Нето производство ТЕ	MWh	XXX	XXX	XXX

2022 г.

През 2022 г. дружеството е произвело XXX MWh топлинна енергия, със XXX% по-малко от производството за 2021 г. Общото количество консумирана топлоенергия на площадката и в гр. Козлодуй е XXX MWh, което е с XXX% под отчетените в предходната година, в резултат на намаленото потребление, поради по-благоприятни климатични условия.

Таблица № 7

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Мярка	План утвърден от КЕВР	Акт.БП	Отчет 2022 г.
1	Произведена топлоенергия	MWh	XXX	XXX	XXX
2	Собствени нужди	MWh	XXX	XXX	XXX
3	Загуби по преноса и техн. р-ди АС	MWh	XXX	XXX	XXX
4	Нето производство ТЕ	MWh	XXX	XXX	XXX

2023 г.

Таблица № 8

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Мярка	План утвърден от КЕВР	Акт.БП	Отчет 2023 г.
1	Произведена топлоенергия	MWh	XXX	XXX	XXX
2	Собствени нужди	MWh	XXX	XXX	XXX
3	Загуби по преноса и техн. р-ди АС	MWh	XXX	XXX	XXX

4	Нето производство ТЕ	MWh	XXX	XXX	XXX
---	----------------------	-----	-----	-----	-----

Произведената ТЕ от бойлерната установка на ЯЕБ № 5 през 2023 г. е XXX MWh, с XXX% по-малко в сравнение със същия период на 2022 г. и с почти XXX% под прогнозата. Нетното производство (отчетената консумация от крайни клиенти) е намаляло в сравнение с 2022 г. и е също под прогнозата.

II.1. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА РЕМОНТНА ПРОГРАМА

За обезпечаване на работоспособността на съоръженията на ядрените енергоблокове и в общостанционните обекти ежегодно, по предварително планиран график, дружеството е изпълнило редица ремонтни дейности, които са съобразени с технологичните условия, заводските изисквания, изискванията на технологичните регламенти за безопасна експлоатация и лицензионните задължения.

През периода 2020 г. - 2024 г. дружеството е изпълнило основните дейности, предвидени в ремонтната програма съгласно планирания график и в съответствие с лицензионните задължения на дружеството за експлоатация на ядрените съоръжения:

2020 г.

Планираните дейности по поддръжка и ремонт на основното и спомагателното оборудване през 2020 г. дружеството е изпълнило в необходимия обем и с нужното качество.

Изпълнението на дейностите от ремонтната програма на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД за 2020 г. е на стойност XXX млн. лв., в т.ч.: XXX млн. лв. ремонтни дейности с инвестиционен характер (основни ремонти, подмяна на основни/значими резервни части), което представлява XXX% изпълнение от годишния план за 2020 г. (XXX млн. лв.).

2021 г.

Изпълнението на дейностите от ремонтната програма на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД за 2021 г. е на стойност XXX млн. лв., в т.ч. : XXX млн. лв. ремонтни дейности с инвестиционен характер.

Извършените разходи с най-голям дял в ремонтната програма са за изпълнение на следните ремонтни мероприятия:

- Ремонт на общостанционно оборудване - XXX млн. лв.;
- Техническо обслужване – XXX млн. лв.;
- Сервизно обслужване на апаратура – XXX млн. лв.;
- Ремонт на арматура, тръбопроводи, съдове под налягане и резервоари – XXX млн. лв.;
- Техническо обслужване и ремонт на системи и оборудване произведени, доставени и инсталирани от XXX и XXX НА ОРУ, БПС и 5 и 6 ЕБ – XXX млн. лв.

2022 г.

Изпълнението на дейностите от ремонтната програма на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД за 2022 г. е на стойност XXX млн. лв., в т.ч.: XXX млн. лв. ремонтни дейности с инвестиционен характер.

Извършените разходи с най-голям дял в ремонтната програма са за изпълнение на следните ремонтни мероприятия:

- Ремонт на общостанционно оборудване – XXX млн. лв.
- Техническо обслужване и ремонт на системи и оборудване - XXX млн. лв.;
- Сервизно обслужване на апаратура – XXX млн. лв.;
- Ремонт на арматура, тръбопроводи, съдове под налягане и резервоари – XXX млн. лв.;
- Ремонт системи СКУ – XXX млн. лв.;
- Ремонт оборудване 1 и 2 контур – XXX млн. лв.;

- Техническо обслужване – XXX млн. лв.

2023 г.

Изпълнението на дейностите от ремонтната програма на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД за 2023 г. е на стойност XXX млн. лв., в т.ч.: XXX млн. лв. ремонтни дейности с инвестиционен характер.

Извършените разходи с най-голям дял в ремонтната програма са за изпълнение на следните ремонтни мероприятия:

- Ремонт на общостанционно оборудване – XXX млн. лв.;
- Сервизно обслужване на апаратура – XXX млн. лв.;
- Ремонт на арматура, тръбопроводи, съдове под налягане и резервоари – XXX млн. лв.;
- Ремонт системи СКУ – XXX млн. лв.;
- Техническо обслужване и ремонт на системи и оборудване – XXX млн. лв.;
- Ремонт оборудване 1 и 2 контур – XXX млн. лв.

Неизпълнението на първоначално планираните ремонтни разходи в пълен обем се дължи на следните основни причини:

- преразпределение на обемите за изпълнение в рамките на по-дългосрочни договори;
- ценови разлики между планираните за изпълнение дейности и сключените договори;
- забавяне при провеждане на процедури за възлагане на обществени поръчки;
- планиране на процедурите, несъобразено с крайните срокове по действащи договори;
- забавяне при изготвяне на Технически задания, което води до забавяне реализирането на процедурите за възлагане на обществени поръчки по ЗОП и прехвърляне изпълнението им в следващ отчетен период;
- отпаднала необходимост от определени дейности;
- усложнен разрешителен режим за стартиране на процедури за възлагане на обществени поръчки на стойност над XXX хил. лв., съгласно Устава на дружеството и Правила на едноличния собственик на капитала „БЕХ“ ЕАД.

III.1. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА

За поддържане на ядрените енергийни мощности в съответствие със съвременните изисквания за безопасност, надеждност и ефективност, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изпълнило редица инвестиционни дейности.

През 2020 г. отчетените инвестиционни разходи възлизат на XXX млн. лв., спрямо актуализирания за същия период инвестиционен план в размер на XXX млн. лв. (XXX %).

Над XXX % от общо отчетените инвестиционни разходи са за изпълнение на мерки, свързани с безопасността, надеждността и ефективността при експлоатацията на блокове 5 и 6 и подобряване работата на съоръженията и оборудването за осигуряване на дългосрочна експлоатация на ядрените енергийни блокове. Наред с тези значими мерки дружеството е изпълнило и други инвестиционни дейности за осигуряване на нормална работа на общостанционните обекти, подпомагащи производствената дейност.

Дружеството е посочило, че значителна част от изпълнените мероприятия по инвестиционната програма през отчетния период са за дейности, осигуряващи дългосрочна експлоатация (ДСЕ) на блокове 5 и 6 на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД, като отчетените инвестиционни разходи, свързани с този проект са в размер на XXX млн. лв.

Средствата, които дружеството е инвестирало за мероприятията от проекта за повишаване на проектната мощност на блокове 5 и 6 до XXX % са общо в размер на XXX млн. лв. Вложените средства за разходи по мероприятията, свързани с лицензионни условия и

мерки, произтичащи от експлоатационния опит, извършени проверки или изисквания на нормативни документи, имащи отношение към безопасността са в размер на XXX млн. лв.

През 2020 г. дружеството е вложило XXX млн. лв. за изпълнени дейности, свързани с поддръжка на основни и спомагателни съоръжения, както и за осигуряване на нормална работа на общостанционните обекти, подпомагащи производствената дейност.

Стойността на въведените в действие дълготрайни активи (ДА) през отчетния период е в размер на XXX млн. лв. при планирани XXX млн. лв.

2021 г.

Изпълнението на инвестиционната програма на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД за 2021 г. е в размер на XXX млн. лв., при актуализиран план XXX млн. лв.

По видове дейности извършените разходи за придобиване на дълготрайни активи са разпределени както следва:

- за строително-монтажни работи (СМР) – XXX млн. лв.;
- за машини и съоръжения (МиС) – XXX млн. лв.;
- за проектно-проучвателни работи (ППР) – XXX млн. лв.;
- други разходи – XXX хил. лв.

С над XXX% от общо отчетените инвестиционни разходи дружеството е финансирало изпълнението на мерки, свързани с безопасността, надеждността и ефективността при експлоатацията на 5 и 6 блок и подобряване на работата на съоръженията и оборудването за осигуряване на дългосрочна експлоатация на ядрените енергийни блокове.

Останалата част обхваща инвестиционни разходи за поэтапното изпълнение на мерки, свързани с енергийната ефективност в съответствие с произтичащите задължения на дружеството от Закона за енергийна ефективност с насоченост към постигане на трайна тенденция за подобряване показателите за енергийно потребление; мероприятия за осигуряване на нормална работа на общостанционните обекти, подпомагащи производствената дейност и мерки за поддържане и непрекъснато повишаване нивото на физическата защита и контрол на достъпа на площадката на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД.

След успешното приключване на Проекта за продължаване на срока на експлоатация на двата блока и подновяването на лицензиите им за експлоатация в атомната централа е приет План за управление на дейностите в периода на дългосрочна експлоатация на 5 и 6 блок. В документа е предвидено изпълнение на технически мероприятия по конструкции, системи и компоненти, както и мерки, възникнали във връзка с изтичане на срока на експлоатация на основно оборудване и системи. Общо вложените средства през 2021 г. по мероприятия от инвестиционния план за обезпечаване на ДСЕ на блокове 5 и 6 възлизат на стойност XXX млн. лв.

Общо вложените средства през 2021 г. за разходи по мероприятия, свързани с лицензионни условия, изисквания на нормативни документи и дейности, насочени към повишаване на безопасността, са в размер на XXX млн. лв. Всички мероприятия за поддържане и повишаване на безопасността в атомната централа дружеството изпълнява в съответствие с изискванията на Закона за безопасно използване на ядрената енергия и при спазване на условията в лицензиите и разрешенията, издадени от оторизираните надзорни и контролни органи.

Вложените средства през 2021 г. за мероприятия от ИП, свързани с работа на повишено ниво на топлинната мощност на блокове 5 и 6 общо са XXX млн. лв.

За изпълнени дейности по инвестиционната програма, свързани с поддръжка на основни и спомагателни съоръжения, както и за осигуряване на нормална работа на общостанционните обекти, подпомагащи производствената дейност дружеството е отчело XXX млн. лв.

Общо стойността на въведените в действие дълготрайни активи през годината е XXX млн. лв., което представлява (XXX%) изпълнение на актуализирания за същия период инвестиционен план, изменение 1 в размер на XXX млн. лв.

2022 г.

Изпълнението на инвестиционната програма на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е в размер на XXX млн. лв., при актуализиран план XXX млн. лв. Значителна част от разходите (над XXX%) са за изпълнени инвестиционни мероприятия за поддържане и повишаване на безопасността в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за подобряване работата на съоръженията и оборудването във връзка с осигуряване на дългосрочна експлоатация (ДСЕ) на ядрените енергийни блокове и надеждната експлоатация на реакторната инсталация на 5 и 6 ЕБ при работа на повишено ниво на мощност на блоковете до XXX%.

Останалата част обхваща инвестиционни разходи за поетапното изпълнение на мерки, свързани с енергийната ефективност в съответствие с произтичащите задължения на дружеството от Закона за енергийна ефективност с насоченост към постигане на трайна тенденция за подобряване показателите за енергийно потребление; мероприятия за осигуряване на нормална работа на общостанционните обекти, подпомагащи производствената дейност и мерки за поддържане и непрекъснато повишаване нивото на физическата защита и контрол на достъпа на площадката на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД.

Общо вложените средства през 2022 г. за разходи по мероприятия, оценени като мерки, повишаващи безопасността на централата, невлизали в обхвата на действащите програми, свързани с ядрена безопасност, радиационна защита, пожарна безопасност, аварийна готовност, физическата защита и околна среда или изисквания на нормативни документи са в размер на XXX млн. лв.

Вложените средства през 2022 г. за обезпечаване на дългосрочната експлоатация (ДСЕ) на 5 и 6 блок са в размер на XXX млн. лв. Вложените средства през 2022 г. за мероприятия от ИП, свързани с работа на повишено ниво на топлинната мощност на блокове 5 и 6 общо са в размер на XXX млн. лв. За поддръжка на основни и спомагателни съоръжения, както и за осигуряване на нормална работа на общостанционните обекти подпомагащи производствената дейност, по Инвестиционната програма през 2022 г. дружеството е вложило XXX млн. лв.

Стойността на въведените в действие дълготрайни активи през годината е XXX млн. лв.

2023 г.

През 2023 г. по Инвестиционна програма дружеството е инвестирало общо XXX млн. лв., осигурени със собствено финансиране, спрямо актуализиран план за инвестиции – XXX млн. лв. (XXX%). Стойността на въведените в действие дълготрайни активи през годината е XXX млн. лв., при планирани по Бизнес програма XXX млн. лв. (XXX%).

Значителна част от разходите XXX (%) са за изпълнени инвестиционни мероприятия за поддържане и повишаване на безопасността в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, инвестиционни дейности за реконструкции и модернизации на основни и спомагателни съоръжения и оборудване за осигуряване на дългосрочна експлоатация на ядрените енергийни блокове, както и за обезпечаване надеждната експлоатация на реакторната инсталация на 5 и 6 ЕБ при работа на повишено ниво на мощност на блоковете.

Дейности, включени в интегрираните програми за подобряване на безопасността на 5 и 6 блок, осигуряващи дългосрочната им експлоатация (ДСЕ).

Дружеството е отчело вложени средства през 2023 г. за обезпечаване на дългосрочната експлоатация на 5 и 6 блок в размер на XXX млн. лв., от които с най-голям дял са отчетени за следните дейности:

- XXX млн. лв. за доставка на пневмоцилиндри за локализиращи пневмоарматури на 5 и 6 блок за замяна на оборудване с ново, отговарящо на изисквания за сеизмика и клас по безопасност;

- XXX млн. лв. за дейности свързани с мигриране на компютърна информационно управляваща система (КИУС) Ovation на 5 и 6 блок в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД към най-ново поколение платформа Ovation, включваща и интегриране на система за визуална индикация на параметрите за безопасност (СВИПБ-SPDS), симптомно ориентирани аварийни инструкции (СОАИ) и частична модернизация на ПМС-1000;

- XXX млн. лв. за внедряване на решения за защита от кибератаки, обхващаща всички системи базирани на платформа Ovation на територията на ЕП-2 – КИУС Ovation 5ЕБ, КИУС Ovation 6ЕБ и СКУ Ovation СКЗ;

- XXX млн. лв. за доставка и монтаж на акумулаторни батерии, монтирани на 5 и 6 ЕБ и ОСК 5 и 6 блок и др.

Мероприятия за обезпечаване на надеждната експлоатация на реакторната инсталация на 5 и 6 ЕБ при работа на повишено ниво на мощност.

През 2023 г. дружеството е завършило всички дейности по договор за модернизиране на апаратурата за контрол на неутронния поток (АКНП) на 5 и 6 ЕБ, което да доведе до повишаване на безопасността и обезпечаване на надеждната експлоатация на реакторната инсталация на 5 и 6 ЕБ на мощност XXX% (работа на повишена мощност), повишаване на точността, бързодействието и надеждността на контрола на състоянието на активната зона. Вложените средства са XXX млн. лв.

Мероприятия, произтичащи от експлоатационния опит, извършени проверки или изисквания на нормативни документи.

Общо вложените средства през 2023 г. за разходи по мероприятия, оценени като мерки, повишаващи безопасността на централата, извън обхвата на интегрираните програми, свързани с ядрена безопасност, радиационна защита, пожарна безопасност, аварийна готовност, физическата защита и околна среда или изисквания на нормативни документи са в размер на XXX млн. лв. Изпълнени дейности с по-голямо финансиране:

- XXX млн. лв. за доставка на 10 броя чохла за транспорт и съхранение на ОЯГ от ВВЕР-1000;

- XXX млн. лв. за модернизация на системата за възбуждане на 9,10GQ. С цел осигуряване на експлоатационната надеждност и разполагаемост на системата за възбуждане на турбогенераторите на 5 и 6 ЕБ дружеството е заменило съществуващата апаратура с нова, съвременна и надеждна, с възможност за самодиагностика, визуализация, архивиране и показване на трендове;

- XXX млн. лв. за изпълнени дейности свързани с модернизация на две системи за вихровотоков контрол;

- XXX млн. лв. за обосноваване безопасността и изменения в конструкции, системи и компоненти при преминаване към нов тип ядрено гориво.

Инвестиционни дейности за текуща поддръжка на блоковете и спомагателните съоръжения и инфраструктура

За поддръжка на основни и спомагателни съоръжения, както и за осигуряване на нормална работа на общостанционните обект и подпомагащи производствената дейност, са вложени XXX млн. лв.

II. БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2025 г. - 2029 г.

II.1. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА

Изпълнението на мероприятията по инвестиционната програма (ИП) на дружеството е една от предпоставките за гарантиране сигурността и безопасната експлоатация на атомната електроцентрала като надежден доставчик на електроенергия и разполагаема мощност.

Основен приоритет в инвестиционната програма на дружеството е изпълнение на мероприятия, произтичащи от изискванията на Закона за безопасно използване на ядрената енергия (ЗБИЯЕ), действащите лицензни за експлоатация на 5 и 6 блок и мерки, предвидени в интегрираните програми за подобряване и непрекъснато повишаване на нивото на безопасност в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. Реализирането им ще осигури дългосрочна експлоатация на ядрените енергийни блокове и ще обезпечи доставки на оборудване, което е с дълъг срок на производство, с цел намаляване риска от продължителни престои при възникване на необходимост от аварийни ремонти, както и предотвратяване на непредвиден престой, свързан с плановите годишни ремонти.

В стратегически план целта е да се гарантира ядрената безопасност и сигурността на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, както и радиационната защита, и опазването на околната среда при експлоатацията на енергийните блокове и спомагателните съоръжения, съобразно изискванията на приложимата нормативна уредба.

Разходите за инвестиционни дейности през последните пет години и актуализираните данни за 2024 г. по Бизнес програма 2024 г. – 2028 г. – Изменение 1, одобрена от Съвета на директорите на БЕХ ЕАД с Решение № 14.1. от Протокол № 98-2024 от 10.10.2024 г., са както следва:

Таблица № 9

Година	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Актуализиран план 2024 г., Изменение 1
План, млн. лв.	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Отчет, млн. лв.	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	очаквано изпълнение - XXX
% на изпълнение	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

За 2025 г. е одобрена инвестиционна програма на дружеството в размер на XXX млн. лв. собствено финансиране.

Съществен дял от планираните инвестиции през 2025 г. - 2029 г. (XXX%) са предвидени за повишаване на безопасността в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за подобряване работата на съоръженията и оборудването във връзка с осигуряване на дългосрочна експлоатация на ядрените енергийни блокове над проектния им ресурс и надеждната експлоатация на реакторната инсталация на 5 и 6 ЕБ при работа на повишено ниво на мощност на блоковете.

Продължава и поэтапното изпълнение на мерки, свързани с повишаване на енергийната ефективност в съответствие с произтичащите задължения на дружеството от Закона за енергийна ефективност, с оглед постигане на трайна тенденция за подобряване показателите за енергийно потребление, както и инвестиции на дружеството за реализиране на енергоспестяващи дейности.

Значима разходна част от инвестициите за периода 2025 г. - 2029 г. са свързани с поддържане и непрекъснато повишаване нивото на физическата защита и изпълнение на мерки за контрол на достъпа на площадката на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД - проектиране и системно модернизиране на софтуера на системата за контрол на достъпа поради изтичащ технологичен ресурс; подобряване на надеждната работа на локална система за ранно

предупреждение и оповестяване; изграждане на оградни съоръжения и технически системи за сигурност и др.

В таблицата са представени инвестиционните намерения по АЕЦ обекти:

Таблица № 10

Инвестиционен обект	2025 г.	Структура %	2026 г.	Структура %	2027 г.	Структура %	2028 г.	Структура %	2029 г.	Структура %
ВСИЧКО ЗА АЕЦ	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%
АЕЦ "Козлодуй" 5 и 6 блок	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%
Хранилище за отработено гориво	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%
Открита разпределителна уредба	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	17,0%	XXX	XXX %
Брегова помпена станция	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	0,6%	XXX	XXX %
Учебно - тренировъчен център	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	2,1%	XXX	XXX %
Общостанционни обекти	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	8,7%	XXX	XXX %
Обекти - Топлоснабдяване	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	0,0%	XXX	XXX %
Обекти, свързани с допълнителна стопанска дейност	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	0,0%	XXX	XXX %
Физическа защита в АЕЦ "Козлодуй"	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	XXX%	XXX	10,0%	XXX	XXX %

II.2. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА

II.2.1. Производство на електрическа енергия

Производственият план за 2025 г. се базира на координиран с ЕСО ЕАД график за натоварване и ремонтна програма на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД, изготвени и актуализирани по реда на разпоредбите на Правила за управление на ЕЕС (ПУЕЕС), както и на отчетни данни за първо деветмесечие на текущата година. През останалата част на периода се предвижда работа на блоковете с оптимално натоварване.

Плановият престой на 5ЯЕБ за ПГР и презареждане през 2024г. е с продължителност 36,33 календарни дни.

Плановият престой за ПГР и презареждане на 6ЯЕБ е съгласуван надлежно по реда на Наредба № РД-16-57/2008 г. за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби, и е с очаквана продължителност не повече от 42 календарни дни.

Плановите престои за ПГР и презареждане и експлоатационните режими на работа на блоковете за останалата част от периода са съгласно предвидените ремонтни дейности и са както следва:

Таблица № 11

Година	Блок	Експлоатационни режими и основни дейности
2024 г.	ЯББ № 6	Работа на оптимална мощност, ПГР = 42 дни
2025 г. - 2029 г.	ЯЕБ № 5	Работа на оптимална мощност, ПГР = 40 дни
	ЯББ № 6	Работа на оптимална мощност, ПГР = 40 дни

При подготовка на производствения план са отчетени следните фактори:

- ЯЕБ работят с оптимален товар, с мощностен ефект в края на всяка горивна кампания. Отражено е сезонното колебание на мощността, влияние на климатичните фактори, необходимост от технологични изпитания при пускови операции и др.;

- размерът на собствените нужди е съгласно съответните режими на работа.

- предвидени ремонтни дейности, подмяна и модернизация на основно оборудване.

При дългосрочно планиране на цялостната дейност на дружеството е необходимо да се вземат предвид планираните експлоатационни режими на блоковете, отчетните данни за деветмесечието на 2024 г. и да се очертаят възможните, реално постижимите и неблагоприятните сценарии (съответно оптимистичен, реалистичен и песимистичен), с отчитане на предизвикателствата пред производството и реализацията на електроенергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД.

С оглед определяне на целеви и гранични параметри за различните варианти на прогнози се използват следните коефициенти:

- К над. и еф.5(6) = 1,00, К запас = 0,00 - оптимистичен вариант: без съществени отклонения в работата на ЯЕБ (0 % принудена неготовност, 0% запас за непредвидени престои за поддръжка извън ПГР), с отразяване на сезонното колебание на мощността и необходимост от технологични изпитания при пускови операции след ПГР;

- К над. и еф. 5(6) = 0,99, К запас = 0,01 - реалистичен вариант: минимални отклонения в работата на ЯЕБ (1 % принудена неготовност, 1% запас за престои извън ПГР, 1% запас за пускови изпитания, 1% запас за климатични фактори);

- К над. и еф. 5(6) = 0,97, К запас = 0,03 - песимистичен вариант за периода ноември - март включително, 2024 – 2028 г.: съществени отклонения в работата на ЯЕБ (3% принудена неготовност, 3 % запас за престои извън ПГР, 3%- влияние на климатичните условия);

- К над. и еф. 5(6) = 0,95, К запас = 0,05 - песимистичен вариант за периода април - октомври включително, 2024 – 2028 г.: съществени отклонения в работата на ЯЕБ (5% принудена неготовност, 5% запас за престои извън ПГР, 5% запас за пускови операции след ПГР, 5%- влияние на климатичните условия).

Климатичните промени в световен мащаб, както и изпитанията, които тази тенденция поставя пред ядрената енергетика и устойчивостта на електроенергийните системи не са за пренебрегване и в бъдеще следва да намират своето място в планирането. Изменението на климата ще засегне всички аспекти на енергийния сектор.

След навлизане на 5 и 6 ЯЕБ в дългосрочна експлоатация съответно през 2017 г. и 2021 г., стареенето на КСК увеличава вероятността от откази на оборудването, което води до промяна на съществуващи процедури, поради което е необходим консервативен подход при прогнозиране и планиране на производството от тях, с цел осигуряване на функциите на безопасност на КСК съгласно най-добрите практики на МААЕ.

Производственият план за следващия петгодишен период при реалистичен сценарий за развитие (с 1% запас за непредвидени отклонения) е както следва:

Таблица № 12

Параметър	Разм/т	2025 г. план	2026 г. план	2027 г. план	2028 г. план	2029 г. план
Бр. произв. - 5 бл.	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Бр. произв. - 6 бл.	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Бр. произв. АЕЦ	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
СНр - 5 бл.	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
СНр - 6 бл.	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
СНр АЕЦ	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Нето - 5 бл. (ЕЕС)	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Нето - 6 бл. (ЕЕС)	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Нето АЕЦ (ЕЕС)	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Доставки - чл. П9.ал.2,1	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
СНр АЕЦ - Факт	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

Нето факт АЕЦ	MWh	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
---------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

II.2.2. Производство на топлинна енергия

За следващия петгодишен период се очакват следните параметри на топлопроизводството в MWh:

Таблица № 13

Параметър	2025 г. – 2029 г. план
ТЕ - производство	XXX
ТЕ за СН	XXX
ТЕ отпусната към преноса	XXX

II.2.3. Обезпечаване на производствената програма със СЯГ

Необходимото гориво за обезпечаване на описаните по-горе експлоатационни режими и производствени параметри съобразно с прогнозните разчети на неутронно-физичните характеристики на активните зони е както следва:

Таблица № 14

Година	Блок	Планирани зарядки
2025 г. – 2029 г.	ЯЕБ №5	42 касети RWFA за 2025 г.
		49 касети RWFA за 2026 г.
		42 касети RWFA за 2027 г.
		42 касети RWFA за 2028 г.
		42 касети RWFA за 2029 г.
	ЯЕБ №6	42 касети ТВСА-12 за 2025 г.
		42 касети ТВСА-12 за 2026 г.
		42 касети ТВСА-12 за 2027 г.
		42 касети ТВСА-12 за 2028 г.
		42 касети ТВСА-12 за 2029 г.

Прогнозата за обезпечаване на производствената програма със СЯГ е съгласно условията по сключено допълнение към действащия договор с XXX за периода 2020 г. - 2025 г., договор за фабрикация и доставка на касети RWFA с XXX и в съответствие с изискванията на ЕВРАТОМ агенция по доставките (ESA) за диверсифициране на доставките на СЯГ. Първата доставка на СЯГ по договора за фабрикация и доставка на касети с XXX, се очаква в края на 2026 г., а зареждането на касети от този доставчик се планира след 2030 г.

II.2.4. Управление на ОЯГ

Политиката на България в областта на управлението на ОЯГ и РАО е определена основно в Закона за безопасно използване на ядрената енергия, Закона за опазване на околната среда и наредбите по тяхното прилагане. Задълженията на всички ангажирани участници в процеса са определени в Национална програма за управление на РАО и ОЯГ - Актуализирана стратегия за управление на РАО и ОЯГ до 2030 г.

При избора на стратегия за управление на ОЯГ са отчетени фактори като:

- осигуряване на безопасната и непрекъснатата експлоатация на ядрените съоръжения чрез осигуряване на достатъчно свободни места за ОЯГ, генерирано при тяхната работа;
- осигуряване на необходимите финансови средства за управлението на ОЯГ;
- непрехвърляне на отговорността за вземане на решения за управление на ОЯГ върху бъдещите поколения.

Към момента ОЯГ се генерира единствено от експлоатацията на блокове 5 и 6 на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, като не съществуват местни заводи за конверсия, обогатяване и производство на ядрено гориво, както и за преработката му.

Тъй като българската държава не разполага с възможности за реализация на пълен ядрено-горивен цикъл, националната политика и прилаганата практика при управление на

ОЯГ е свързана със съхранение на отработеното гориво на площадката на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД в басейните за отлежаване на касетите (БОК) за ОЯГ от ВВЕР-1000, хранилище за съхранение на ОЯГ - ХОГ от "мокър тип", както за ОЯГ от ВВЕР-1000, така и за ОЯГ от ВВЕР-440 и хранилище за сухо съхранение на ОЯГ (ХССОЯГ) за ОЯГ от ВВЕР-440.

И към настоящия момент продължава да се изпълнява избраната стратегия за транспортиране на минимум XXXt ТМ годишно ОЯГ от "АЕЦ Козлодуй" ЕАД за технологично съхранение и преработване.

Транспортирането на ОЯГ от блоковете на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за технологично съхранение и преработка се извършва на базата на дългосрочни търговски договори, нотифицирани и одобрени от Евратом агенцията по доставките през 2007 г., чийто срок на действие изтича след връщането на последната отработена касета.

За продължаване изпълнението на избраната стратегия за транспортиране на минимум XXXt ТМ годишно ОЯГ от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е подписано рамково допълнение № 19, съподписано от ХХХ, с което е договорено извозването на 414 касети ОЯГ от ВВЕР-1000 до края на 2023 г.

Първият транспорт на 96 касети беше осъществен през месец декември 2020 г., а в периода април-юни 2021г. са реализирани два транспорта на 192 касети.

В периода 2022 г. - 2024 г. в следствие на усложнената обстановка в Украйна и Черно море, руския компетентен орган, Федералната служба за технически и експортен контрол (ФСТЕК) не издава лицензия на ХХХ за внос на ОЯГ в Руската Федерация и поради това транспорт на ОЯГ не е извършван през тези три години. С оглед на последното се подготвя проект на Допълнително споразумение №3 към Допълнение №19-3, с което двата последни превоза на 118 касети по рамковото допълнение №19 да бъдат изпълнени в периода 01.01.2025 + 31.12.2026 г. Общото количество ТМ, което ще бъде извозено по това рамково допълнение е ~ XXX t.

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е подписал и рамково допълнение №20 към договора с ХХХ за превоз, технологично съхранение и преработка на касети ОЯГ от ВВЕР-440. Допълнението е съподписано от ХХХ на 01.08.2022 г. По него се предвижда извозването на 1268 касети ОЯГ от ВВЕР-440 (6 транспорта) с обща маса на ТМ ~ 152 t.

През 2023 г. и 2024 г. не е извършван превоз на ОЯГ от ВВЕР-440 поради сложната обстановка в региона. Предвижда се касетите да бъдат извозени след началото на 2026 г.

II.2.5. План за поддържане и повишаване на безопасността

Планът се изготвя в съответствие с изискванията на ЗБИЯЕ, Стратегията за управление на ОЯГ и РАО до 2030 г. на Р България, Виенската конвенция и подзаконовите нормативни актове.

Планират се дейности и ресурси за управление на: ядрената безопасност, радиационната защита, радиоактивните отпадъци, радиоекOLOGичния мониторинг, аварийната готовност, здравословните и безопасни условия на труд и пожарната безопасност.

Ядрена безопасност на ядрените съоръжения

Лицензионна дейност и мерки за повишаване безопасността на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД експлоатира енергийни блокове 5 и 6, Хранилище за отработено ядрено гориво и Хранилище за сухо съхранение на отработено ядрено гориво, съгласно условията на действащи безсрочни лицензи за експлоатация на ядрените съоръжения, издадени по ЗБИЯЕ.

Дейностите, свързани с използване на източници на йонизиращи лъчения (ИЙЛ) и превоз на радиоактивни вещества, се изпълняват от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД съгласно издадените лицензи по ЗБИЯЕ.

Чрез управление „Учебно тренировъчен център“ дружеството извършва специализирано обучение за дейности в ядрени съоръжения и за дейности с ИЙЛ, съгласно условията на издадена по ЗБИЯЕ лицензия за специализирано обучение.

- Използване на енергия от възобновяеми източници, чрез внедряване на нови слънчеви системи за битово горещо водоснабдяване.
- Енергийна ефективност и обновяване на сградния фонд на Дружеството.
- Внедряване енергийно ефективни улично, площадково, фасадно както и промишлено осветление.
- Изграждане на многофамилни ведомствени жилищни сгради в гр. Козлодуй с високи енергийни характеристики и почти нулеви емисии CO₂.
- Реализиране на ново трасе тръбопровода мрежова вода за гр. Козлодуй, с което се повишава проектната мощност на трасето за централизираната топлоснабдителна система към гр. Козлодуй, позволяващо включването на допълнителни консуматори. Резултата е намаляване на изхвърляните вредни емисии и фини прахови частици от домакинствата.
- Поетапна доставка на нови електромобили и електробуси.
- Изграждане на нови зарядни станции за електрически превозни средства, както на територията на централата така и в гр. Козлодуй.
- Реконструкция на склад 009, предназначен за съхранение на отпадъци;
- Извършване на предпроектни проучвания за изграждане на ново депо за отпадъци или разширение на съществуващото.
- Изграждане на продължение на трасето на отвеждащия колектор за пречистени отпадъчни води от дейността на ПОК „Леденика“ до точката на заустване и въвеждане в експлоатация на модулна пречиствателна станция за отпадъчните води от ПОК "Леденика", съгласно предписание на РИОСВ - гр. Враца.

През 2027 г. предстои да се извърши периодичен преглед и оценка на аспектите по отношение на околната среда. Прегледа се извършва веднъж на 3 години и ще завършва с актуализация на Програмата за управление на нерадикационните аспекти по околна среда в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода 2028 г. - 2031 г.

II.3. РЕМОНТНА ПРОГРАМА

Ремонтната програма на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изготвена на база дългосрочен график за техническо обслужване и ремонт, с отчитане на лицензионните задължения на Дружеството за експлоатация на ядрени съоръжения и съобразно изискванията на проектната, нормативно-техническата и експлоатационна документация по отношение вида, обема и периодичността на провежданите ремонтни дейности за обезпечаване на проектния работен ресурс на оборудването, с отчитане и на дългосрочната експлоатация на 5 и 6 ядрени енергийни блокове (ЯЕБ).

Целта на ремонтната програма е осигуряване на навременно, качествено и ефективно изпълнение на необходимия обем дейности за управление на стареенето, поддържане изправността и висока надеждност на оборудването (КСК) и гарантиране на безопасната и безаварийна експлоатация на атомната електроцентрала.

II.3.1. Планови годишни ремонти на ЯЕБ (ПГР)

ПГР на ядрените производствени мощности съставляват основната част от ремонтната програма. Тяхната продължителност, посочена в производствения план, е съобразена с планирания обем дейности. По-съществените дейности, които предстоят да се изпълнят през прогнозния период са:

Таблица № 15

Година	5 ЯЕБ	6 ЯЕБ
2025 г.	Основен ремонт (ОР) на компоненти от реактора (безразрушителен експлоатационен контрол с изваждане на шахтата на вътрешнокорпусните устройства; оглед на вътрешните повърхнини на корпуса на реактора с дистанционни средства и оценка на техническото състояние; металоконтрол (с манипулатор за УЗК/ВТК) на вътрешните повърхнини на корпуса на реактора); - Текущ ремонт (ТР) и вихровотоков контрол (ВТК) на два ПГ; - ОР на 1 бр. и среден ремонт (СР) на останалите 3 бр. ГЦП; - Изпълнение на мерки, произтичащи от реализацията на Проекта за ПСЕ и от действащите програми за управление на стареенето на КСК; - ОР на ЦВН и ТР на 3 броя ЦНН на парна турбина К-1000-60/1500-2; - СР на турбогенератора и СР на възбудителния генератор; СР на силови трансформатори, с оценка на остатъчния ресурс на 1 бр. трансформатор собствени нужди, ОР и СР на ЕД и превантивни ремонти на компоненти от секции и сборки 6,0 и 0,4 кV.	- СР на компоненти от реактора (безразрушителен експлоатационен контрол (АУЗК) на външната повърхност на корпуса и оценка на техническото състояние; подмяна на датчиците за температурен контрол на реактора); - ТР и ВТК на два ПГ; - ОР на 1 бр. и СР на останалите 3 бр. ГЦП; - Изпълнение на мерки, произтичащи от реализацията на Проекта за продължаване срока на експлоатация и от действащите програми за управление на стареенето на КСК; - ОР на цилиндър високо налягане (ЦВН) и ТР на 3 броя ЦНН на парна турбина К-1000-60/1500-2; - СР на турбогенератора и СР на възбудителния генератор; - ОР на 1 брой блочен трансформатор и СР на останалите силови трансформатори, ОР и СР на ЕД и превантивни ремонти на компоненти от секции и сборки 6,0 и 0,4 кV.
2026 г.	- СР на компоненти от реактора (безразрушителен експлоатационен контрол (АУЗК) на външната повърхност на корпуса и оценка на техническото състояние); - ТР и ВТК на два ПГ; - ОР на 1 броя ГЦП и СР на останалите три броя; - Изпълнение на мерки, произтичащи от реализацията на Проекта за продължаване срока на експлоатация и от действащите програми за управление на стареенето на КСК; - ОР на 1 бр. и ТР на 2 броя ЦНН на парна турбина К-1000-60/1500-2; - СР на турбогенератора и СР на възбудителния генератор; - СР на блочни трансформатори, ОР с оценка на остатъчния ресурс на 1 бр. трансформатор собствени нужди-резервно захранване и СР на останалите силови трансформатори, ОР и СР на ЕД и превантивни ремонти на компоненти от секции и сборки 6,0 и 0,4 кV.	ОР на компоненти от реактора (безразрушителен експлоатационен контрол с изваждане на шахтата на вътрешнокорпусните устройства; оглед на вътрешните повърхнини на корпуса на реактора с дистанционни средства и оценка на техническото състояние); - ТР и ВТК на два ПГ; - ОР на 1 брой ГЦП и СР на останалите три броя; - Изпълнение на мерки, произтичащи от реализацията на Проекта за продължаване срока на експлоатация и от действащите програми за управление на стареенето на КСК; - ОР на 1 брой и ТР на останалите 2 броя ЦНН на парна турбина К-1000-60/1500-2; - СР на турбогенератора и СР на възбудителния генератор; - СР на блочни трансформатори и СР на останалите силови трансформатори, ОР и СР на ЕД и превантивни ремонти на компоненти от секции и сборки 6,0 и 0,4 кV.
2027 г.	- СР на компоненти от реактора; - ТР и ВТК на два ПГ; - ОР на 1 брой ГЦП и СР на останалите три броя; - Изпълнение на мерки, произтичащи от реализацията на Проекта за продължаване срока на експлоатация и от действащите програми за	- СР на компоненти от реактора; - ТР и ВТК на два ПГ; - ОР на 1 брой ГЦП и СР на останалите три броя; - Изпълнение на мерки, произтичащи от реализацията на Проекта за продължаване срока на експлоатация и от действащите програми за

	управление на стареенето на КСК; - ОР на 1 бр. и ТР на 2 броя ЦНН на парна турбина К-1000-60/1500-2; - СР на турбогенератора и СР на възбудителния генератор; - СР на блочни трансформатори и СР на останалите силови трансформатори, ОР и СР на ЕД и превантивни ремонти на компоненти от секции и сборки 6,0 и 0,4 kV.	управление на стареенето на КСК; - ОР на 1 брой и ТР на останалите 2 броя ЦНН на парна турбина К-1000-60/1500-2; - СР на турбогенератора и СР на възбудителния генератор; - СР на блочни трансформатори, ОР на 1 бр. трансформатор собствени нужди-резервно захранване и СР на останалите силови трансформатори, ОР и СР на ЕД и превантивни ремонти на компоненти от секции и сборки 6,0 и 0,4 kV.
2028 г.	- СР на компоненти от реактора; - ТР и ВТК на два ПГ; - ОР на 1 брой ГЦП и СР на останалите три броя; - Изпълнение на мерки, произтичащи от реализацията на Проекта за продължаване срока на експлоатация и от действащите програми за управление на стареенето на КСК; - ОР на 1 бр. и ТР на 2 броя ЦНН на парна турбина К-1000-60/1500-2; - ОР (с изваждане на ротора) на турбогенератора и - ОР на възбудителния генератор; - СР на блочни трансформатори и СР на останалите силови трансформатори, ОР и СР на ЕД и превантивни ремонти на компоненти от секции и сборки 6,0 и 0,4 kV.	- СР на компоненти от реактора; - ТР и ВТК на два ПГ; - ОР на 1 брой ГЦП и СР на останалите три броя; - Изпълнение на мерки, произтичащи от реализацията на Проекта за продължаване срока на експлоатация и от действащите програми за управление на стареенето на КСК; - ОР на 1 брой и ТР на останалите 2 броя ЦНН на парна турбина К-1000-60/1500-2; - ОР на турбогенератора и ОР на възбудителния генератор; - СР с оценка на остатъчния ресурс на блочни трансформатори, СР с пълно измерване преди - - ОР на 1 бр. трансформатор собствени нужди и типови СР на останалите силови трансформатори, ОР и СР на ЕД и превантивни ремонти на компоненти от секции и сборки 6,0 и 0,4 kV.
2029 г.	- ОР на компоненти от реактора (безразрушителен експлоатационен контрол с изваждане на шахтата на вътрешнокорпусните устройства; оглед на вътрешните повърхнини на корпуса на реактора с дистанционни средства и оценка на техническото състояние) - ТР и ВТК на два парогенератора (ПГ); - ОР на 1 брой ГЦП и СР на останалите три броя; - Изпълнение на мерки, произтичащи от реализацията на Проекта за продължаване срока на експлоатация и от действащите програми за управление на стареенето на КСК; - ОР на 1 брой и ТР на 2 броя ЦНН на парна турбина К-1000-60/1500-2; - СР на турбогенератора и СР на възбудителния генератор; - СР на блочни трансформатори и СР на 2 бр. ТСН, ОР и СР на ЕД и превантивни ремонти на компоненти от секции и сборки 6,0 и 0,4 kV.	- СР на компоненти от реактора (безразрушителен експлоатационен контрол (АУЗК) на външната повърхност на корпуса и оценка на техническото състояние); - ТР и ВТК на два ПГ; - ОР на 1 брой ГЦП и СР на останалите три броя; - Изпълнение на мерки, произтичащи от реализацията на Проекта за продължаване срока на експлоатация и от действащите програми за управление на стареенето на КСК; - ОР на ЦВН и ТР на 3 броя ЦНН на парна турбина К-1000-60/1500-2; - СР на турбогенератора и СР на възбудителния генератор; - СР на блочни трансформатори, ОР на 1 бр. и - - СР на 1 бр., ОР и СР на ЕД и превантивни ремонти на компоненти от секции и сборки 6,0 и 0,4 kV.

III. ФИНАНСОВИ АСПЕКТИ

III. 1. Финансови резултати от дейността на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е представило „Отчет за изпълнението на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.“, който включва отчетна информация за периода 2020 г. - 2023 г. и прогнозна информация за 2024 г. След направена допълнителна служебна справка в ТРРЮЛНЦ към Агенцията по вписванията, се установява, че дружеството е реализирало следните финансови резултати от дейността:

- за 2020 г. – печалба в размер на 275 810 хил. лв.;
- за 2021 г. – печалба в размер на 890 304 хил. лв.;
- за 2022 г. – печалба в размер на 729 463 хил. лв.;
- за 2023 г. – печалба в размер на 537 052 хил. лв.;
- за 2024 г. (прогнозен) – печалба в размер на XXX хил. лв.

От предоставения разчет за финансовото състояние за 2024 г. (прогнозен) е видно, че дружеството разполага с дълготрайни активи на обща стойност XXX хил. лв. в т. ч.: имоти, машини и съоръжения в размер на XXX хил. лв., както и текущи активи на стойност XXX хил. лв. Собственият капитал на дружеството е в размер на XXX хил. лв. Общият размер на пасивите за същия период възлиза на XXX хил. лв., в т. ч. дългосрочни пасиви – XXX хил. лв. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база балансова структура към 31.12.2024 г. показват, че дружеството е с много добра обща ликвидност и ниска финансова задлъжнялост.

III.2. Прогнозни финансови резултати за периода 2025 г. – 2029 г.

От предоставените прогнозни финансови отчети за периода от 2025 г. до 2029 г., се установява, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД очаква да реализира следните финансови резултати:

- за 2025 г. – печалба в размер на XXX хил. лв.;
- за 2026 г. – печалба в размер на XXX хил. лв.;
- за 2027 г. – печалба в размер на XXX хил. лв.;
- за 2028 г. – печалба в размер на XXX хил. лв.;
- за 2029 г. – печалба в размер на XXX хил. лв.

Прогнозираните финансови резултати са формирани при приходи и разходи, както следва:

III.2.1. Приходи

III.2.1.1. Приходи от продажба на електрическа енергия са формирани при следните допускания:

Приходите от регулиран пазар за 2025 г. са разчетени на база определените месечни квоти за обществения доставчик от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и утвърдената цена от 65,47 лв./MWh. С оглед отпадането на ролята на обществения доставчик считано от 01.07.2025 г., във връзка с приетите промени в ЗЕ в прогнозните разчети са планирани приходи от този сегмент до 30.06.2025 г.

Приходи от нерегулиран пазар са разчетени на база прогнозни количества за продажба описани в маркетинговия план и прогнозни борсови цени както следва:

- най-голям е дела на приходите от електроенергия предвидена за реализация на борсов сегмент ДД. Дългосрочните продукти по двустранни договори с борсови участници са приоритизирани, за да се намали риска от нереализация за базов ядрен производител като АЕЦ „Козлодуй“. За целия период на бизнес програмата приходите са разчетени при реализация на XXX% от цялото количество електрическа енергия за продажби (свободни обеми над задължителните месечни квоти за НЕК) по средна цена XXX лв./MWh. Прогнозните цени за периода 2025 г. – 2029 г. са базирани на отчетни данни за десетте месеца от 2024 г. и прогнозни цени към м. октомври 2024 г., като е предвидена стабилизация на ценовите нива с оглед на предприетите мерки за защита на бизнеса.

- борсов сегмент ПДН за ежедневно предлагане на часови и блокови продукти за следващ ден не е подходящ и дори рисков за базова ядрена мощност. В тази връзка приходите от продажба на електроенергия на този сегмент са прогнозирани с реализация до XXX% от

количествата за продажба при цени от XXX лв./MWh за 2025 г., за периода от 2026 г. – 2029 г. XXX% от количествата за продажба при цени XXX лв./MWh.

- приходите от борсов сегмент ПРД са с малък относителен дял в общите приходи от електроенергия. За целия период са разчетени еднакви количества за реализация основно за текущи излишъци с цел управление на небалансите. Приходите са прогнозирани при цена XXX лв./MWh.

- приходи от доставка на крайни клиенти, присъединени чрез директни електропроводи към собствената електрическа уредба на АЕЦ „Козлодуй“ по чл. 119, ал. 2 от ЗЕ на база прогнозни ежегодни количества и цена от XXX лв./MWh.

III.2.1.2. Приходи от продажба на топлинна енергия

Приходите от продажба на топлоенергия са разчетени на база отчетените количества за предходните периоди. Прогнозираните количества за реализация на топлоенергия са XXX MWh годишно и не се предвижда разширяване на топло снабдителната система. Изчислени са по действащата утвърдена от КЕВР цена на топлоенергия XXX лв./MWh.

III.2.2. Разходи

Общите разходи нарастват през 2029 г. спрямо 2025 г. с XXX%, като основното увеличение е в разходите за гориво, последвани от разходите за външни услуги. Дружеството е представило и информация на разходите по структура и обем, класифицирани на условно-постоянни и променливи, като от променливите разходи с най-голям дял са разходите за ядрено гориво, необходимо за презареждане на блок № 5 и № 6.

III.3. Прогноза за активи и пасиви

Нетекущите активи нарастват от XXX хил. лв. за 2025 г. на XXX хил. лв. за 2029 г., вследствие на изпълнението на прогнозираната инвестиционна програма. Текущите активи също се увеличават от XXX хил. лв. за 2025 г. на XXX хил. лв. в 2029 г., вследствие на увеличените материални запаси, в т. ч. ядрено гориво.

Нетекущите задължения бележат намаление от XXX хил. лв. в 2025 г. на XXX хил. лв. през 2029 г., в резултат на намалени отсрочени финансираня. Текущите задължения също намаляват от XXX хил. лв. в 2025 г. на XXX хил. лв. за 2029 г., в резултат на намалените търговски и други задължения към свързани лица.

III.3.1. Прогнозна структура на капитала

Собственият капитал се увеличава от XXX хил. лв. за 2025 г. на XXX хил. лв. в 2029 г., в следствие на нарастване на акционерния капитал на дружеството с остатъка от неразпределената печалба от предходната година след отчисления за фонд Резервен и дивидент за БЕХ ЕАД.

III.4. Размер и начин на финансиране на предвидените инвестиции

В таблицата са представени стойностите на инвестициите по години и видове дейности за периода на бизнес плана.

Таблица № 16

(хил. лв.)

№	Видове дейности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	Строително-монтажни работи	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
2	Машини и съоръжения	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
3	Проучване и проектиране	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
4	Други разходи	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

Обща стойност на инвестициите по години за периода 2025 г. – 2029 г.	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
---	-----	-----	-----	-----	-----

Инвестиционните разходи за периода на бизнес плана 2025 г. – 2029 г. са в общ размер на XXX хил. лв., като дружеството прогнозира финансово да обезпечи изпълнението на посочените инвестиции изцяло със собствени средства.

Въз основа на гореизложеното може да се направи извод, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД предвид заложените прогнозни финансови резултати от дейността във всяка година на бизнес плана в периода 2025 г. – 2029 г. ще притежава финансови възможности за осъществяване и развитие на лицензионните дейности.

Изказвания по т.4.:

Докладва Б. Паунов. В резултат на извършена проверка на подаденото заявление и приложените към него документи са установени неточности и пълноти. В тази връзка, с писмо на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация и документи. С писмо от 15.11.2024 г. дружеството е представило изисканата информация.

По отношение на отчети за изпълнение на програмите от бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., изпълнението на производствената програма е показана по години и икономически показатели.

По отношение на изпълнението на план за производство и реализация на топлинна енергия, размерът на потребената топлинна енергия в технологичните обекти на площадката на централата (собствени нужди), свързани с обезпечаване на електропроизводството, е XXX% от произведената топлоенергия. Основната причина за по-неблагоприятните отчетни данни за 2020 г. в сравнение с плана е топлата зима и съответно намалено потребление на ТЕ. Показано е по години за изтеклия бизнес план утвърдени показатели.

По отношение на изпълнението на ремонтната програма, за обезпечаване на работоспособността на съоръженията на ядрените енергоблокове и в общостанционните обекти ежегодно, по предварително планиран график, дружеството е изпълнило редица ремонтни дейности, които са съобразени с технологичните условия, заводските изисквания, изискванията на технологичните регламенти за безопасна експлоатация и лицензионните задължения. Извършените основни дейности са описани по години.

По отношение на изпълнението на инвестиционна програма, за поддържане на ядрените енергийни мощности в съответствие със съвременните изисквания за безопасност, надеждност и ефективност, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изпълнило редица инвестиционни дейности, описани по години.

По отношение на новия бизнес план за периода 2025 г. – 2029 г., изпълнението на мероприятията по инвестиционната програма на дружеството е една от предпоставките за гарантиране сигурността и безопасната експлоатация на атомната електроцентрала като надежден доставчик на електроенергия и разполагаема мощност. Основен приоритет в инвестиционната програма на дружеството е изпълнение на мероприятия, произтичащи от изискванията на Закона за безопасно използване на ядрената енергия, действащите лицензи за експлоатация на 5 и 6 блок и мерки, предвидени в интегрираните програми за подобряване и непрекъснато повишаване на нивото на безопасност в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. Реализирането им ще осигури дългосрочна експлоатация на ядрените енергийни блокове и ще обезпечи доставки на оборудване, което е с дълъг срок на производство, с цел намаляване риска от продължителни престои при възникване на необходимост от аварийни ремонти, както и предотвратяване на непредвиден престой, свързан с плановите годишни ремонти.

В Таблица № 10 са представени инвестиционните намерения по години до 2029 г. Производствената програма също е показана по години и основни показатели.

Производството на топлинна енергия е показано в таблица с основните показатели – производство, собствени нужди, отпусната топлинна енергия към преноса.

По отношение на обезпечаване на производствената програма за ядрените реактори, необходимото гориво за обезпечаване на описаните по-горе експлоатационни режими и производствени параметри съобразно с прогнозните разчети на неутронно-физичните характеристики на активните зони е описано по години и съответните касети за доставка.

Планът за поддържане и повишаване на безопасността се изготвя в съответствие с изискванията на ЗБИЯЕ.

Ремонтната програма на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД е изготвена на база дългосрочен график за техническо обслужване и ремонт, с отчитане на лицензионните задължения на дружеството за експлоатация на ядрени съоръжения и съобразно изискванията на проектната, нормативно-техническата и експлоатационна документация по отношение вида, обема и периодичността на провежданите ремонтни дейности за обезпечаване на проектния работен ресурс на оборудването, с отчитане и на дългосрочната експлоатация на 5 и 6 ядрени енергийни блокове.

Плановите годишни ремонти на ЯЕБ са описани по години в Таблица №15.

По отношение на финансови резултати от дейността на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, дружеството е представило „Отчет за изпълнението на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.“, който включва отчетна информация за периода 2020 г. - 2023 г. и прогнозна информация за 2024 г.

След направена допълнителна служебна справка в Агенцията по вписванията се установява, че дружеството е реализирало финансови резултати от дейността, описани по години. От предоставените прогнозни финансови отчети за периода от 2025 г. до 2029 г. се установява, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД очаква да реализира финансови резултати, описани по години.

Приходи от продажба на електрическа енергия са формирани при следните допускания:

Приходите от регулиран пазар за 2025 г. са разчетени на база определените месечни квоти за обществения доставчик от КЕВР и утвърдената цена от XXX лв./MWh. С оглед отпадането на ролята на обществения доставчик, считано от 01.07.2025 г., във връзка с приетите промени в ЗЕ в прогнозните разчети са планирани приходи от този сегмент до 30.06.2025 г.

Приходите от продажба на топлоенергия са разчетени на база отчетените количества за предходните периоди. Прогнозираните количества за реализация на топлоенергия са XXX MWh годишно и не се предвижда разширяване на топлоснабдителната система. Изчислени са по действащата утвърдена от КЕВР цена на топлоенергия XXX лв./MWh.

Общите разходи нарастват през 2029 г. спрямо 2025 г. с XXX%, като основното увеличение е в разходите за гориво, последвани от разходите за външни услуги. Дружеството е представило и информация на разходите по структура и обем, класифицирани на условно-постоянни и променливи, като от променливите разходи с най-голям дял са разходите за ядрено гориво, необходимо за презареждане на блок № 5 и № 6.

Нетекущите активи нарастват от XXX хил. лв. за 2025 г. на XXX хил. лв. за 2029 г., вследствие на изпълнението на прогнозираната инвестиционна програма.

По отношение на прогнозна структура на капитала, собственият капитал се увеличава от XXX хил. лв. за 2025 г. на XXX хил. лв. в 2029 г., вследствие на нарастване на акционерния капитал на дружеството с остатъка от неразпределената печалба от предходната година след отчисления за фонд Резервен и дивидент за БЕХ ЕАД.

По отношение на размер и начин на финансиране на предвидените инвестиции, в таблица са представени стойностите на инвестициите по години и видове дейности за периода на бизнес плана.

Въз основа на гореизложеното може да се направи извод, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД предвид заложените прогнозни финансови резултати от дейността във всяка година на бизнес

плана в периода 2025 г. – 2029 г. ще притежава финансови възможности за осъществяване и развитие на лицензионните дейности.

По отношение на защитена по закон информация, съдържаща се в подаденото от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД заявление, дружеството е посочило, че информацията предоставена в бизнес програмата представлява защитена информация и е определена в контролиран документ Списък на категориите защитена информация в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. Начините за защита на защитената информация в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са определени в контролиран документ Осигуряване на документалната сигурност на категориите защитена информация в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. Изразено е становище, че предоставянето на бизнес програмата под каквато и да било форма на трети лица, ще доведе до неблагоприятни финансови последици за дружеството. С оглед на това е необходимо да бъдат предприети съответните мерки за недопускане на нейното публикуване или разпространение.

Предвид горното и на основание чл. 26, ал. 3, т. 4 и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1 и ал. 8, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за периода 2025 г. – 2029 г., който да е приложение неразделна част от лицензията за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и от лицензията за дейността „пренос на топлинна енергия“;
3. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

Б. Паунов прочете диспозитива на проекта на решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ
РЕШИ:

ОДОБРЯВА на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД със седалище и адрес на управление: област Враца, гр. Козлодуй, бизнес план за периода 2025 г. – 2029 г., който става приложение № 8 към лицензия № Л-049-03 от 11.12.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 6 към лицензия № Л-050-05 от 11.12.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“;

Ив. Н. Иванов каза, че от произведената топлинна енергия се използват приблизително 50%.

Б. Паунов отговори, че се използва са собствени нужди и имат около 150 абонатни станции в гр. Козлодуй.

Ив. Н. Иванов каза, че това е искал да попита - какво се прави с останалата енергия. Осъществяват топлоснабдителна дейност за гр. Козлодуй. Вторият въпрос на председателя е свързан с печалбите на дружеството. Наблюдава се срив на печалбата за 2024 г. В 2021 г. имат печалба от XXX млн. лв., за 2022 г. - XXX млн. лв., за 2023 г. – XXX млн. лв. и за 2024 г. прогнозна печалба XXX млн. лв.

Б. Паунов отговори, че всичко идва от цената на електроенергията и участието им в регулирания пазар.

Ив. Н. Иванов каза, че са участвали на регулирания пазар и през 2021 г., 2022 г. и 2023 г. Това означава ли, че сега цената е намаляла, за да намалее печалбата толкова пъти? Ив. Н. Иванов изрази мнение „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД да не счита, че се отнема част от тяхната печалба за компенсиране на небитовите потребители.

Ал. Йорданов обясни, че печалбата е счетоводно понятие. Тя не е просто чистите приходи, които остават.

Ив. Н. Иванов каза, че за това намаляване в последните години отначало е казвано е, че се компенсират небитовите потребители от XXX лв./MWh нагоре, след това са слезли на XXX лв./MWh, сега на XXX лв./MWh.

Ал. Йорданов подчерта, че сега и битовите клиенти, и бизнесът са на регулиран пазар, но цената за промишлените потребители е XXX лв./MWh реално, все едно е регулирана от Комисията.

Ив. Н. Иванов заключи, че това обезсмисля всякакви сериозни действия за енергоспестяване и енергийна ефективност от бизнеса.

Ал. Йорданов допълни, че това обезсмисля и бизнесът да търси по-изгодни сделки на свободния пазар.

Бл. Голубарев каза, че от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД прогнозира, че до 01.07.2025 г. ще имат квота за регулиран пазар, но Комисията не може да каже дали това ще е така.

Ив. Н. Иванов отговори, че за момента това е единствената индикация, на която те могат да стъпят, защото това е решението на Народното събрание.

Ив. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1 и ал. 8, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад относно заявление с вх. № Е-14-24-9 от 24.10.2024 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2024 г. – 2029 г.;

2. ОДОБРЯВА на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с ЕИК 106513772, със седалище и адрес на управление: област Враца, община Козлодуй, гр. Козлодуй 3320, бизнес план за периода 2025 г. – 2029 г., който става приложение № 8 към лицензия № Л-049-03 от 11.12.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 6 към лицензия № Л-050-05 от 11.12.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“;

3. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

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

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Камено-газ“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Камено, за регулаторен период с продължителност от три години,

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

По т.2. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Неврокоп-газ“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев за регулаторен период с продължителност от пет години,

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

По т.3. както следва:

1. Връща доклад и проект на решение относно заявление с вх. № Е-14-26-2 от 27.11.2024 г., подадено от „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, за одобряване на бизнес план за периода 2025 г. - 2029 г. за изясняване на всички обстоятелства, свързани със собствеността на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД.

По т.4. както следва:

1. Приема доклад относно заявление с вх. № Е-14-24-9 от 24.10.2024 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2024 г. – 2029 г.;

2. ОДОБРЯВА на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с ЕИК 106513772, със седалище и адрес на управление: област Враца, община Козлодуй, гр. Козлодуй 3320, бизнес план за периода 2025 г. – 2029 г., който става приложение № 8 към лицензия № Л-049-03 от 11.12.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 6 към лицензия № Л-050-05 от 11.12.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“;

3. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-36 от 27.12.2024 г. – заявление от заявление от „Камено-газ“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Камено, за регулаторен период 2025 – 2027 г.;

2. Решение на КЕВР № Ц-37 от 27.12.2024 г. – заявление от заявление от „Неврокоп-газ“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев, за регулаторен период 2025 – 2029 г.;

3. Доклад с вх. № Е-Дк-1447 от 19.12.2024 г. и Решение на КЕВР № БП-47 от 27.12.2024 г. – заявление с вх. № Е-14-24-9 от 24.10.2024 г., подадено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2025 г. - 2029 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
А. Йорданов

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

.....
Б. Голубарев

ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

ЮЛИЯН МИТЕВ
(Съгласно Заповед № 1440 от 05.12.2024 г.)

Протоколирал:

А. Фикова - главен експерт